

**REPRODUÇÃO DE PERTURBAÇÕES NO SISTEMA INTERLIGADO  
NACIONAL A PARTIR DE DADOS DE MEDIÇÃO FASORIAL  
SINCRONIZADA**

Bernardo Pereira Salotto dos Santos

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis,  
D.Sc.

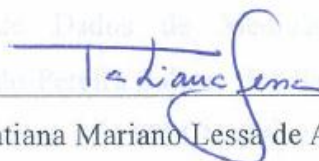
Rio de Janeiro  
Março de 2013

**REPRODUÇÃO DE PERTURBAÇÕES NO SISTEMA INTERLIGADO  
NACIONAL A PARTIR DE DADOS DE MEDIÇÃO FASORIAL  
SINCRONIZADA**

Bernardo Pereira Salotto dos Santos

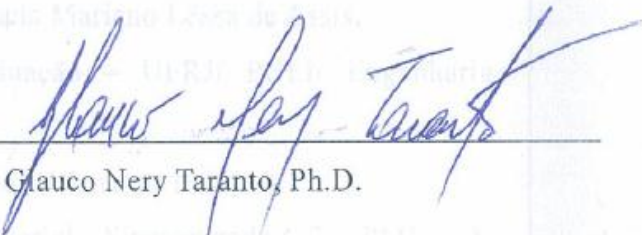
PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DE GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:



Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

(Orientadora)



Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.



Eng. Adriano de Andrade Barbosa, M.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

Março de 2013

Santos, Bernardo Pereira Salotto dos.

Reprodução de Perturbações no Sistema Interligado Nacional a Partir de Dados de Medição Fasorial Sincronizada / Bernardo Pereira Salotto dos Santos – Rio de Janeiro: UFRJ/ESCOLA POLITÉCNICA, 2013.

XIV, 110 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis.

Projeto de Graduação – UFRJ/ POLI/ Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 108-110.

1. Medição Fasorial Sincronizada. 2. PMU. 3. Modelagem Computacional. 4. Segurança Elétrica. I. Assis, Tatiana Mariano Lessa de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Engenharia Elétrica. III. Título.

## **Agradecimentos**

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus, pois Ele tornou possível mais uma conquista em minha vida.

Aos meus pais, Paulo Roberto Ferreira e Claudia Gomes Pereira, pelo apoio em todas as situações e pela confiança no meu potencial. Eles foram fundamentais em todas as minhas conquistas e na minha formação.

À minha orientadora, Tatiana Mariano Lessa de Assis, pelos conhecimentos transmitidos e pela excelente orientação.

Aos membros da banca examinadora, Glauco Nery Taranto e Adriano de Andrade Barbosa.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, e em especial, aos engenheiros da Gerência de Estudos Especiais, Proteção e Controle pela convivência e pelos conhecimentos transmitidos. Agradeço também pelo fornecimento de dados para esse projeto de graduação os quais foram fundamentais.

Agradeço também a minha namorada, Ana Carolina Matos, por compartilhar comigo todos os momentos da minha vida e me apoiar em todas as decisões.

**Resumo do Projeto de Graduação apresentado a Escola Politécnica/UFRJ  
como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro  
Eletricista.**

Reprodução de Perturbações no Sistema Interligado Nacional a Partir de Dados de  
Medição Fasorial Sincronizada

Bernardo Pereira Salotto dos Santos

Março 2013

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Curso: Engenharia Elétrica

Este projeto de graduação apresenta um conjunto de informações básicas a respeito da recente tecnologia de medição fasorial sincronizada. Essas informações englobam a teoria básica envolvida no processo de obtenção dos fasores, características e funcionamento dos principais componentes de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada, alguns exemplos de aplicações relacionadas à medição fasorial e o estágio de desenvolvimento em que essa tecnologia se encontra nos países no mundo. Além disso, é apresentada uma comparação entre dados obtidos através de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada desenvolvido pela Universidade Federal de Santa Catarina e simulações computacionais realizadas no programa ANATEM, desenvolvido pelo CEPEL. Essa comparação envolve duas perturbações ocorridas no Sistema Interligado Nacional na região do Acre-Rondônia e tem como objetivo principal validar a qualidade dos dados provenientes da medição fasorial sincronizada, que em breve, será muito provavelmente a principal base dos sistemas de monitoração, controle e proteção nos sistemas elétricos no mundo.

Palavras-chave: Medição Fasorial Sincronizada, PMU, Modelagem Computacional, Segurança Elétrica.

**Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.**

Reproduction of disturbances in the National Interconnected System from  
Synchronized Phasor Measurement Data

Bernardo Pereira Salotto dos Santos

March 2013

Advisor: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Course: Electric Engineering

This undergraduate project presents a set of basic information about the synchronized phasor measurement technology. This information includes the basic theory in the process of synchronized phasor obtaining, features and operation of the main components of a Synchronized Phasor Measurement System, some applications related to phasor measurement and the current stage of development of this technology in the countries in the world. Furthermore, is presented a comparison between data obtained from a specific Synchronized Phasor Measurement System deployed by Federal University of Santa Catarina and computational simulations played in software called ANATEM, developed by CEPEL. This comparison involves two disturbances occurred in the Brazilian Interconnected System in region of Acre-Rondônia and has as main goal to validate the quality of the synchronized phasor measurement data. Soon, this technology is likely to be the main basis of monitoring, control and protection in power systems in the world.

Keywords: Synchronized Phasor Measurement, PMU, Computational Modeling, Electric Security.

# Sumário

Lista de Figuras.....	x
Lista de Tabelas.....	xii
Lista de Símbolos .....	xiii
1 Introdução .....	1
1.1 Motivação.....	1
1.2 Objetivos .....	2
1.3 Estrutura do Trabalho.....	2
2 Medição Fasorial Sincronizada.....	4
2.1 Histórico: Evolução Tecnológica .....	4
2.2 Fundamentos Teóricos .....	7
2.2.1 Representação Fasorial de Sinais Senoidais.....	7
2.2.2 Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada .....	9
2.2.2.1 Unidade de Medição Fasorial – PMU ( <i>Phasor Measurement Unit</i> ) .....	9
2.2.2.2 Concentrador de Dados Fasoriais – PDC .....	13
2.2.2.3 Canais de Comunicação .....	15
2.2.3 Medição de Fasores .....	16
2.2.4 Sincrofasores .....	18
2.2.4.1 Sistema GPS – <i>Global Positioning System</i> .....	19
2.2.4.2 Etiqueta de Tempo .....	20
2.2.4.3 Comunicação dos Sincrofasores .....	20
2.2.5 Resumo.....	21
3 Aplicações da Medição Fasorial Sincronizada .....	23
3.1 Aplicações.....	23
3.1.1 Estimação de Estado.....	23
3.1.2 Análise de Perturbações .....	25
3.1.3 Validação de Modelos .....	26
3.1.4 Monitoração em Tempo Real do Sistema .....	27

3.1.5	Determinação do Limite de Carregamento.....	28
3.1.6	Proteção e Controle .....	29
3.1.7	Resumo.....	32
3.2	Desafios.....	33
3.3	Medição Fasorial Sincronizada no Brasil e no Exterior.....	33
3.3.1	Brasil .....	33
3.3.1.1	Projeto Medfasee .....	33
3.3.1.2	Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.....	35
3.3.2	América do Norte .....	41
3.3.3	México.....	45
3.3.4	China .....	47
3.3.5	Índia.....	50
3.3.6	Europa .....	51
3.3.6.1	Países Nórdicos .....	53
3.3.6.2	Europa Continental.....	55
4	Metodologia de Reprodução de Perturbações .....	56
4.1	Processo de Reprodução de Perturbações .....	56
4.2	Metodologia Proposta .....	58
4.2.1	Simulação em Regime Permanente .....	59
4.2.2	Simulação Dinâmica .....	62
5	Resultados .....	64
5.1	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada Utilizado .....	65
5.2	Base de Dados e Programas de Simulação Utilizados .....	66
5.3	Descrição dos Eventos Estudados .....	67
5.3.1	Região Acre-Rondônia.....	67
5.3.2	Perturbação I – Perda da Interligação 230kV Acre-Rondônia – 24/11/2011 às 13h53min.....	68
5.3.3	Perturbação II – Perda da Interligação 230 kV Acre-Rondônia – 24/11/2011 às 20h43min.....	74



5.4	Resultados Obtidos na Reprodução das Perturbações.....	78
5.4.1	Perturbação I – Perda da Interligação 230kV Acre-Rondônia – 24/11/2011 às 13h53min.....	78
5.4.2	Perturbação II – Perda da Interligação 230 kV Acre-Rondônia – 24/11/2011 às 20h43min.....	93
6	Conclusões e Trabalhos Futuros .....	104
6.1	Conclusões .....	104
6.2	Trabalhos Futuros.....	107
7	Referências Bibliográficas .....	108

## Lista de Figuras

Figura 2.1 – Representação de um número complexo .....	8
Figura 2.2 - Representação fasorial de duas senóides.....	9
Figura 2.3 - Estrutura básica de uma PMU .....	10
Figura 2.4 - Configuração básica de um Concentrador de Dados Fasoriais .....	14
Figura 2.5 - Exemplo de um sistema com os fasores sincronizados .....	19
Figura 2.6- Exemplo de um SMFS .....	22
Figura 3.1 - Diagrama esquemático da validação de modelos.....	26
Figura 3.2 - Dados obtidos de PMUs do projeto MedFasee .....	35
Figura 3.3 - Sistemas de Transmissão de Energia no SIN - Horizonte 2013 [16]..	36
Figura 3.4 - Localização das PMUs no SIN (Fonte:ONS) .....	39
Figura 3.5 - Software desenvolvido pela UFSC ( <i>MedPlot</i> ) (Fonte:ONS) .....	41
Figura 3.6 - Unidades de Medição Fasorial no NASPI em Março de 2011 [14] ...	44
Figura 3.7 - Arquitetura básica do sistema de medição fasorial da China [20] .....	48
Figura 3.8 - PMUs instaladas na China .....	49
Figura 3.9 - Sistema Elétrico da Índia [3].....	50
Figura 3.10 - ENTSO-E e suas principais regiões [22].....	52
Figura 4.1 - Fluxograma das etapas para o ajuste do caso base - Regime Permanente .....	59
Figura 4.2 - Fluxograma das etapas para a simulação dinâmica.....	62
Figura 5.1 - Sistema Elétrico do Acre-Rondônia.....	67
Figura 5.2 - Frequência em Porto Velho registrada pela PMU– Perturbação I.....	71
Figura 5.3 - Figura 4.2 aproximada (Parte 1) .....	72
Figura 5.4 - Figura 4.2 aproximada (Parte 2) .....	72
Figura 5.5 - Figura 4.2 aproximada (Parte 3) .....	73
Figura 5.6 - Frequência em Porto Velho registrada pela PMU – Perturbação II....	77
Figura 5.7 - Figura 4.6 aproximada (Parte 1) .....	77
Figura 5.8 - Figura 4.2 aproximada (Parte 2) .....	78
Figura 5.9 - Fluxo de potência ativa na LT 230kV Ji-Paraná - Pimenta Bueno.....	82
Figura 5.10 - Intervalos da modelagem das cargas na região Acre-Rondônia – Perturbação I .....	84
Figura 5.11 – Frequência simulada e medida pela PMU em Porto Velho – Perturbação I .....	86

Figura 5.12 - Fluxo de potência ativa na Interligação Acre-Rondônia – Perturbação I.....	89
Figura 5.13 - Frequência das principais usinas na área Acre-Rondônia – Perturbação I.....	90
Figura 5.14 - Potência ativa das principais usinas na área Acre-Rondônia – Perturbação I.....	91
Figura 5.15 - Perfil de tensões na área Acre-Rondônia – Perturbação I .....	91
Figura 5.16 - Tensão de sequência positiva simulada e medida pela PMU em Porto Velho – Perturbação I .....	92
Figura 5.17 - Frequência simulada em Porto Velho.....	94
Figura 5.18 - Intervalos da modelagem das cargas na região Acre-Rondônia.....	95
Figura 5.19 – Frequência simulada e medida pela PMU em Porto Velho 230 kV – Perturbação II.....	98
Figura 5.20 - Fluxo de potência ativa na Interligação Acre-Rondônia – Perturbação II.....	100
Figura 5.21 - Frequência das principais usinas na área Acre-Rondônia – Perturbação II.....	101
Figura 5.22 - Potência ativa das principais usinas na área Acre-Rondônia.....	101
Figura 5.23 - Perfil de tensões na área Acre-Rondônia – Perturbação II .....	102
Figura 5.24 - Tensão de sequência positiva simulada e medida pela PMU em Porto Velho – Perturbação II .....	102

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Características de Unidades de Medição Fasorial de diferentes fabricantes.....	12
Tabela 2.2 - Funcionalidades Implementadas nos PDCs.....	15
Tabela 2.3 - Sistemas de Comunicação [8] .....	15
Tabela 2.4 - Transferência de dados entre PMUs e PDCs [7].....	21
Tabela 3.1 - Resumo das Aplicações de PMUs no mundo [14] .....	32
Tabela 3.2 - Extensão do SIN na Rede Básica em 2011 [16] .....	36
Tabela 3.3 - Matriz Energética no SIN [16] .....	37
Tabela 3.4 - Localização das PMUs no SIN (Fonte: ONS) .....	40
Tabela 3.5 - Aplicações de PMUs na América do Norte [3].....	44
Tabela 3.6 - Principais membros da ENTSO-E [21] .....	53
Tabela 5.1 - Geração do sistema Acre-Rondônia– Perturbação I.....	68
Tabela 5.2 - Cargas no sistema Acre Rondônia – Perturbação I.....	68
Tabela 5.3 - Ajustes do ERAC para a área Acre-Rondônia .....	69
Tabela 5.4 - Geração do sistema Acre-Rondônia antes da perturbação - Perturbação II.....	74
Tabela 5.5 - Cargas no sistema Acre-Rondônia - Perturbação II .....	74
Tabela 5.6 - Tensões nas principais barras de 230kV - Perturbação I.....	80
Tabela 5.7 - Fluxos de potência ativa nos principais circuitos de 230kV – Perturbação I.....	80
Tabela 5.8 - Variação dos Parâmetros da Modelagem das Cargas - Perturbação I. 85	
Tabela 5.9 - Desempenho do ERAC na área Acre-Rondônia - Perturbação I.....	87
Tabela 5.10 – Comparação entre a frequência simulada e a frequência medida pela PMU – Perturbação I.....	88
Tabela 5.11 - Tensões nas principais barras de 230kV - Perturbação II.....	93
Tabela 5.12 - Fluxos de potência ativa nos principais circuitos de 230kV - Perturbação II.....	94
Tabela 5.13 - Variação dos Parâmetros da Modelagem das Cargas - Perturbação II .....	97
Tabela 5.14 - Desempenho do ERAC na área Acre-Rondônia - Perturbação II.....	98
Tabela 5.15 - Comparação entre a frequência simulada e a frequência medida pela PMU – Perturbação II.....	99

## Lista de Símbolos

<b>AEP</b>	<i>American Electric Power</i>
<b>ANEEL</b>	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
<b>ATSOI</b>	<i>Association of the Transmission System Operators of Ireland</i>
<b>BALTSO</b>	<i>Baltic Transmission System Operator</i>
<b>BPA</b>	<i>Bonneville Power Administration</i>
<b>CAISO</b>	<i>Californian Independent System Operator</i>
<b>CEMIG</b>	<i>Companhia Energética de Minas Gerais</i>
<b>CEPEL</b>	<i>Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Grupo Eletrobras</i>
<b>CEPRI</b>	<i>Chinese Electric Power Research Institute</i>
<b>CERON</b>	<i>Eletrobrás Distribuição Rondônia</i>
<b>CERTS</b>	<i>Consortium for Electricity Reliability Technology Solutions</i>
<b>CFE</b>	<i>Comisión Federal de Electricidade</i>
<b>CTEEP</b>	<i>Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista</i>
<b>DFT</b>	<i>Discrete Fourier Transform</i>
<b>EIPP</b>	<i>Eastern Interconnection Phasor Project</i>
<b>ELETROACRE</b>	<i>Eletrobras Distribuição Acre</i>
<b>EMS</b>	<i>Energy Management System</i>
<b>ENTSO-E</b>	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
<b>EPE</b>	<i>Empresa de Pesquisa Energética</i>
<b>EPRI</b>	<i>Electric Power Research Institute</i>
<b>ERAC</b>	<i>Esquemas Regionais de Alívio de Carga</i>
<b>ETSO</b>	<i>European Transmission System Operator</i>
<b>FACTS</b>	<i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
<b>FINEP</b>	<i>Financiadora de Estudos e Projeto</i>
<b>GPS</b>	<i>Global Positioning System</i>
<b>HVDC</b>	<i>High Voltage Direct Current</i>
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Eletronics Engineers</i>
<b>LEO</b>	<i>Low-Earth Orbiting</i>
<b>LT</b>	<i>Linha de Transmissão</i>
<b>NASPI</b>	<i>North American Synchrophasor Initiative</i>
<b>ONS</b>	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>

<b>PDC</b>	<i>Phasor Data Concentrator</i>
<b>PEN</b>	Plano Anual de Operação Energética
<b>PLC</b>	<i>Power Line Communication</i>
<b>PMU</b>	<i>Phasor Measurement Unit</i>
<b>PNNL</b>	<i>Pacific Northwest National Laboratory</i>
<b>PPS</b>	Proteção para Perda de Sincronismo
<b>RAP</b>	Relatório de Análise de Perturbação
<b>RTDMS</b>	<i>Real Time Dynamic Monitoring System</i>
<b>RTDS</b>	<i>Real Time Digital Simulator</i>
<b>SAGE</b>	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
<b>SCADA</b>	<i>Supervisory Control and Data Acquisition System</i>
<b>SCDR</b>	<i>Symmetrical Component Distance Relay</i>
<b>SCE</b>	<i>Southern Californian Edison</i>
<b>SEP</b>	Sistemas Especiais de Proteção
<b>SIMEFAS</b>	<i>Sistema de Medición Fasorial</i>
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>SMFS</b>	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada
<b>SPDC</b>	<i>State Power Dispatching Center</i>
<b>SVC</b>	<i>Static Voltage Compensator</i>
<b>TAI</b>	Tempo Atômico Internacional
<b>TVA</b>	<i>Tennessee Valley Authority</i>
<b>U.S DOE</b>	<i>United States – Department of Energy</i>
<b>U.S NSF</b>	<i>United States National Science Foundation</i>
<b>UCTE</b>	<i>Union for the Coordinating of the Transmission of Electricity</i>
<b>UFSC</b>	Universidade Federal de Santa Catarina
<b>UKTSOA</b>	United Kingdom Transmission System Operators Association
<b>UNIR</b>	Universidade Federal de Rondônia
<b>UTC</b>	<i>Coordinating Universal Time</i>
<b>VPN</b>	<i>Virtual Private Internet</i>
<b>UTR</b>	Unidade Terminal Remota
<b>WAMS</b>	<i>Wide Area Measurement System</i>
<b>WAPA</b>	<i>Western Area Power Administration</i>
<b>WECC</b>	<i>Western Electric Coordinating Council</i>

# 1 Introdução

## 1.1 Motivação

A energia elétrica exerce um papel fundamental na sociedade em que vivemos. Praticamente, a totalidade das atividades realizadas pela sociedade nos dias atuais está relacionada com a energia elétrica e a demanda da mesma é diretamente proporcional ao desenvolvimento social e econômico de um país.

O constante crescimento do consumo mundial de energia, acarretado principalmente pelo consumo de países desenvolvidos e em desenvolvimento, implica na necessidade de produção de mais energia elétrica, e conseqüentemente, torna o gerenciamento dos sistemas de transmissão de energia cada vez mais complexo e desafiador.

Assim, os sistemas elétricos de diversos países estão em um processo de mudanças para atender essa grande demanda que cresce em taxas elevadas. Essas alterações podem englobar, por exemplo, a entrada em operação de novas usinas geradoras e linhas de transmissão, tornando o sistema mais extenso e ramificado.

A diversificação da matriz energética dos países utilizando novas tecnologias de geração de energia com outras fontes renováveis, principalmente por questões ambientais rígidas, como usinas eólicas e solares, impõem ao sistema comportamentos dinâmicos diferentes daqueles observados em redes apenas com as formas de geração mais convencionais. A utilização de novas tecnologias como os dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*) também influencia no comportamento dinâmico do sistema.

Atualmente, existe uma grande preocupação em garantir a qualidade e a manutenção do fornecimento de energia elétrica. A necessidade de melhoria nos sistemas de supervisão e aquisição de dados convencionais é uma realidade devido às dificuldades impostas pelas mudanças anteriormente citadas. Embora esses sistemas sejam fundamentais no processo de proteção e controle, existem algumas limitações como a monitoração dinâmica dos sistemas elétricos.

A tecnologia da medição fasorial sincronizada faz parte de um processo de diversas pesquisas para suprir essa demanda de informações necessárias para

melhorar a segurança dos sistemas elétricos. Essa tecnologia permite a obtenção de dos ângulos de tensões e correntes de um sistema, referenciados a uma mesma base de tempo. Assim torna-se possível a determinação das defasagens angulares entre pontos geograficamente distantes. Em comparação com os sistemas convencionais, as medições fasoriais sincronizadas possuem taxas de atualizações de dados mais rápidas, tornando-se uma ferramenta útil na análise do comportamento dinâmico dos sistemas elétricos.

Portanto, a utilização da medição fasorial sincronizada no processo de monitoração e nos sistemas de controle e proteção pode revolucionar o conceito do gerenciamento dos sistemas de transmissão de energia, tornando-se um elemento fundamental para melhoria da segurança e aumento da confiabilidade dos sistemas de potência modernos.

## 1.2 Objetivos

O principal objetivo desse trabalho é a descrição e a proposição de uma metodologia de reprodução digital de perturbações observadas no sistema elétrico, através da comparação de medidas advindas de SMFS (Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada) com resultados de simulações computacionais.

Além disso, o trabalho também possui como objetivo descrever os princípios básicos da tecnologia dos SMFS no processo de monitoração, controle e proteção de sistemas elétricos. Neste sentido, é apresentado o estágio de desenvolvimento e aplicações dessa tecnologia nos principais países do mundo.

## 1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é composto por seis capítulos.

O Capítulo 2 é responsável pelo conteúdo básico relacionado à tecnologia de medição fasorial sincronizada. O capítulo inicia-se com um breve histórico do avanço tecnológico dessa tecnologia com os principais acontecimentos. Em seguida, é realizada uma fundamentação teórica com o objetivo de explicar o conceito básico do funcionamento de uma unidade de medição fasorial visando os principais processos realizados na obtenção dos fasores e também como é uma



arquitetura básica de um sistema de medição fasorial sincronizada e seu funcionamento.

No Capítulo 3 são apresentadas algumas aplicações em monitoração, proteção e controle utilizando dados de medição fasorial sincronizada e os desafios relacionados às implementações dessas aplicações. Além disso, é apresentado um resumo do desenvolvimento dessa tecnologia no Brasil e em alguns países do mundo com o objetivo de avaliar o estágio na qual essa tecnologia se encontra.

No Capítulo 4 é proposta uma metodologia para a reprodução de perturbações a partir de dados de medição fasorial sincronizada. Assim, são apresentados fluxogramas com uma sequência de ações a serem tomadas, com o objetivo de simplificar esse processo.

O Capítulo 5 mostra a aplicação da metodologia de reprodução proposta em duas ocorrências do sistema brasileiro, utilizando dados reais de medição fasorial sincronizada. Os resultados obtidos por simulação são confrontados com os valores medidos.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho e algumas propostas para trabalhos futuros.

## 2 Medição Fasorial Sincronizada

Esse capítulo apresenta um resumo das principais etapas no processo de desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial sincronizada.

Além disso, é apresentada também a fundamentação teórica básica dessa tecnologia, sendo abordados os conceitos mínimos necessários para o entendimento do processo de obtenção dos fasores sincronizados e do funcionamento de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS).

### 2.1 Histórico: Evolução Tecnológica

O desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial sincronizada está diretamente relacionado com os esforços constantemente realizados para a melhoria da segurança da operação de um sistema elétrico. Assim, grandes perturbações ocorridas no mundo, principalmente, o blecaute no Nordeste dos Estados Unidos em 1965, estimularam diversas pesquisas nessa área.

Nessa época, sistemas de medição em grandes áreas passaram a ser implantados em diversas aplicações no processo das funções de análise de redes nos centros de controle, como a estimação de estados. Alguns dos objetivos eram melhorar as análises da segurança em tempo real do sistema e a disponibilização de casos base de fluxo de potência na área de estudo. Embora a tecnologia dessa época não fosse capaz de garantir elevadas taxas de fluxo de dados, o resultado dessa modernização era uma aproximação satisfatória do regime permanente de um sistema elétrico [1].

Em meados da década de 70, na Universidade *Virginia Tech*, nos Estados Unidos, um relé de distância por componentes simétricas (*Symmetrical Component Distance Relay – SCDR*) foi desenvolvido e é considerado o estágio inicial das unidades de medição fasorial. Esse relé baseava-se em um algoritmo que utilizava as componentes simétricas de tensões e correntes para determinação da localização de uma falta no sistema elétrico [1].

O principal resultado desse desenvolvimento foi um algoritmo recursivo para o cálculo das sequências positiva, negativa e zero das tensões e correntes do sistema. Essa característica despertou diversos interesses em outras aplicações, já

que essas informações possuíam boa precisão com baixo tempo de resposta e são essenciais em algumas aplicações, como por exemplo, em fluxo de potência [1].

O segundo estágio de desenvolvimento das unidades de medição fasorial sincronizada está relacionado à sincronização das medidas realizadas pelo relé. Embora sejam de grande aplicação, as componentes simétricas obtidas com o SCDR precisavam ser sincronizadas dentro do sistema. Através do estabelecimento de uma referência temporal comum entre as medições, tornar-se-ia possível a determinação das defasagens angulares entre grandezas medidas em pontos geograficamente distantes do sistema. No caso em que as medidas são realizadas na mesma subestação, a sincronização não é um problema, já que pode se ter a mesma fonte de sincronização para os instrumentos de medida.

Esse ponto é fundamental para quantificar a importância de um sistema de medição fasorial sincronizada. A necessidade de informações comparativas entre barramentos fisicamente distantes muitas vezes é necessário em diversas análises, como limite de estabilidade angular, fechamento de anel, etc.

Diversas opções para realizar essa sincronização foram estudadas. Assim, foram avaliados diferentes meios de comunicação existentes nessa época como micro-ondas, transmissão com modulação em amplitude (AM), fibra ótica, etc. Entretanto, de acordo com [2], todas essas alternativas não apresentaram o sucesso desejado devido à imposição de algumas limitações aos requisitos de precisão requeridos. O sistema de sincronização utilizado atualmente foi desenvolvido pelos Estados Unidos e é popularmente conhecido como GPS (*Global Positioning System*).

O primeiro protótipo de PMU (*Phasor Measurement Unit*) foi desenvolvido no final da década de 80, no laboratório de pesquisas em sistemas de potência da *Virginia Tech*. O projeto contou com financiamentos do Departamento de Energia dos Estados Unidos (U.S DOE – *United States Department of Energy*), Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica (EPRI - *Electric Power Research Institute*) e Fundação Nacional da Ciência dos Estados Unidos (U.S NSF – *U.S National Science Foundation*). As primeiras instalações ocorreram em algumas subestações da BPA (*Bonneville Power Administration*), AEP (*American Electric Power*) e *New York Power Authority* [3].

As primeiras unidades de medição fasorial eram constituídas principalmente pelo receptor do sinal de GPS, a PMU, o sistema de aquisição e a interface para o

usuário. Nessa época, segundo [4], os receptores de GPS possuíam custos elevados devido à necessidade de um oscilador à cristal bastante preciso no sistema de recepção para manter a acurácia da referência temporal.

A *Macrodyne*, em 1991, iniciou com a colaboração da *Virgina Tech* a produção manufaturada das unidades de medição fasorial sincronizada. Conforme mencionado em [1], essa versão comercial possuía um receptor de GPS interno, um conversor analógico-digital de 16 bits para cada canal e interfaces para acesso remoto. Também foi desenvolvido um concentrador de dados com a função de receber as medições de diversas PMUs com as informações de referência temporal inclusa, fornecendo esses dados para outras aplicações. Nesse mesmo ano, foi criado pelo IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) o padrão “*Synchrophasor*” com o objetivo de padronizar o formato dos dados de saída das PMUs.

Atualmente, muitos países possuem unidades de medição fasorial sincronizada instaladas em seus sistemas de transmissão de energia. Alguns já possuem diversas aplicações em operação, como os Estados Unidos. Outros estão em fase de desenvolvimento e implantação, como o Brasil.

Portanto, a tendência é que os sistemas de medição fasorial tornem-se a principal ferramenta para subsidiar a operação segura de um sistema elétrico, com diversas aplicações em tempo real como a estimação de estado dinâmica. As aplicações também na área de estudos como análises de perturbações e validações de modelos dos componentes de um sistema elétrico também receberão uma grande contribuição.

## 2.2 Fundamentos Teóricos

### 2.2.1 Representação Fasorial de Sinais Senoidais

Em 1893, Charles Steinmetz desenvolveu a teoria de solução de circuitos em corrente alternada com representação fasorial. Essa forma de análise na solução de sistemas em corrente alternada simplificou muito os cálculos, os quais antes se tornavam em algumas vezes muito trabalhosos [5].

De acordo com [5], um número complexo  $z$  pode ser representado nas seguintes formas:

i) Forma retangular:

$$z = x + jy \quad (2.1)$$

Em que:

$x$ : parte real de  $z$

$y$ : parte imaginária de  $y$

ii) Forma polar:

$$z = a \angle \theta \quad (2.2)$$

Em que:

$a$ : módulo de  $z$

$\theta$ : fase de  $z$

iii) Forma exponencial:

$$z = a e^{j\theta} \quad (2.3)$$

Em que:

$a$ : módulo de  $z$

$\theta$ : fase de  $z$

A Figura 2.1 ilustra a representação de um número complexo considerando a parte real, parte imaginária, módulo e fase.

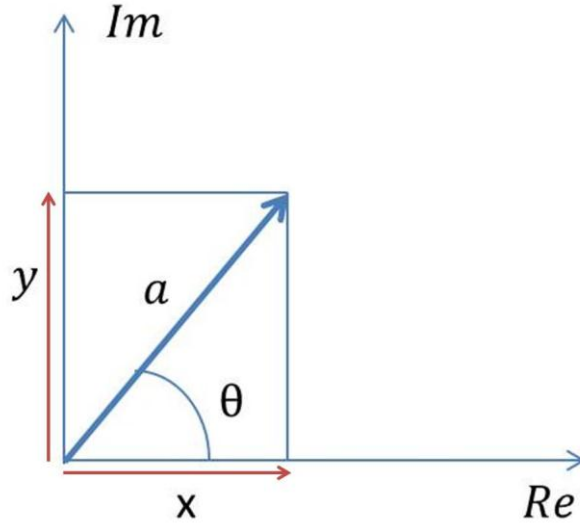


Figura 2.1 – Representação de um número complexo

Seja uma função senoidal pura com frequência  $\omega$  em radianos por segundo, fase inicial  $\varphi$  em radianos, dada pela equação (2.4) e aplicando a identidade de Euler formulada na equação (2.5), temos [5]:

$$v(t) = \frac{V}{\sqrt{2}} \cdot \cos(\omega t + \varphi) = V_{rms} \cdot \cos(\omega t + \varphi) \quad (2.4)$$

$$e^{\pm j\theta} = \cos \theta \pm j \sin \theta \quad (2.5)$$

$$v(t) = \text{Re}(V_{rms} \cdot e^{j(\omega t + \varphi)}) = \text{Re}(\dot{V} e^{j\omega t}) \quad (2.6)$$

Em que:

$$\dot{V} = V_{rms} e^{j\varphi} = V_{rms} \angle \varphi \quad (2.7)$$

Assim, a equação (2.7) é a representação fasorial da senóide representada pela equação (2.4). É importante verificar também que a representação fasorial independe da frequência da senóide. Abaixo, na Figura 2.2, estão ilustradas duas senóides e suas representações fasoriais. Considerando o eixo de tempo como referência ( $t=0$ ), é possível verificar que a senóide em azul encontra-se em avanço em relação à senóide em vermelho.

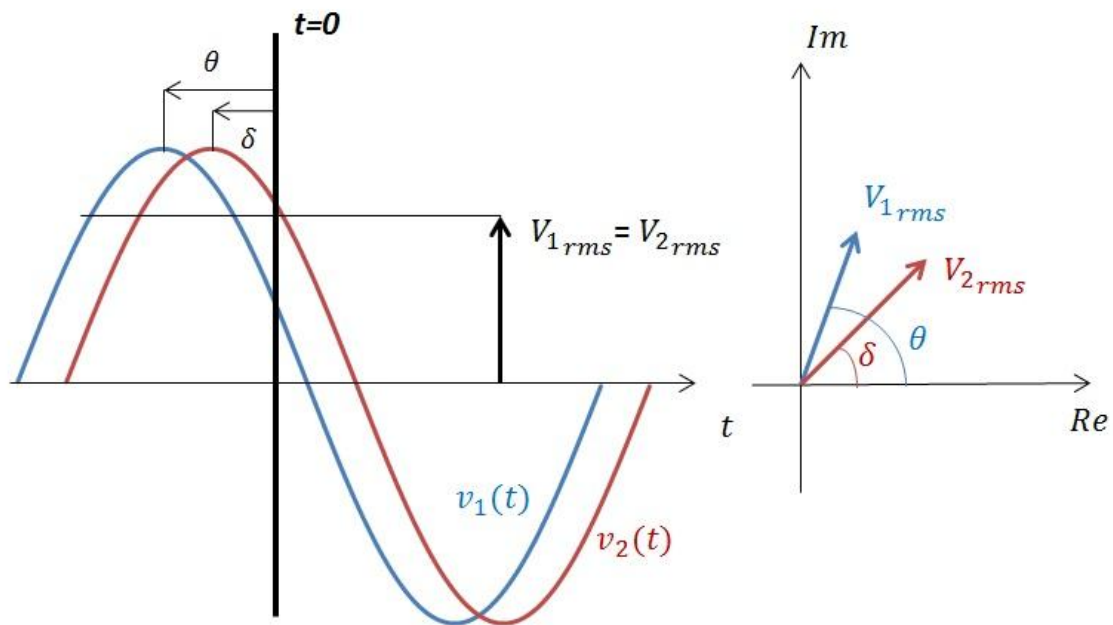


Figura 2.2 - Representação fasorial de duas senóides

## 2.2.2 Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada

### 2.2.2.1 Unidade de Medição Fasorial – PMU (*Phasor Measurement Unit*)

A PMU é a principal componente de um SMFS. Atualmente existem diversas unidades de medição fasorial de fabricantes diferentes com características que variam de acordo com cada projeto. Entretanto, uma estrutura básica, apresentada na Figura 2.3, pode ser definida de acordo com os principais componentes presentes nas primeiras PMUs desenvolvidas.

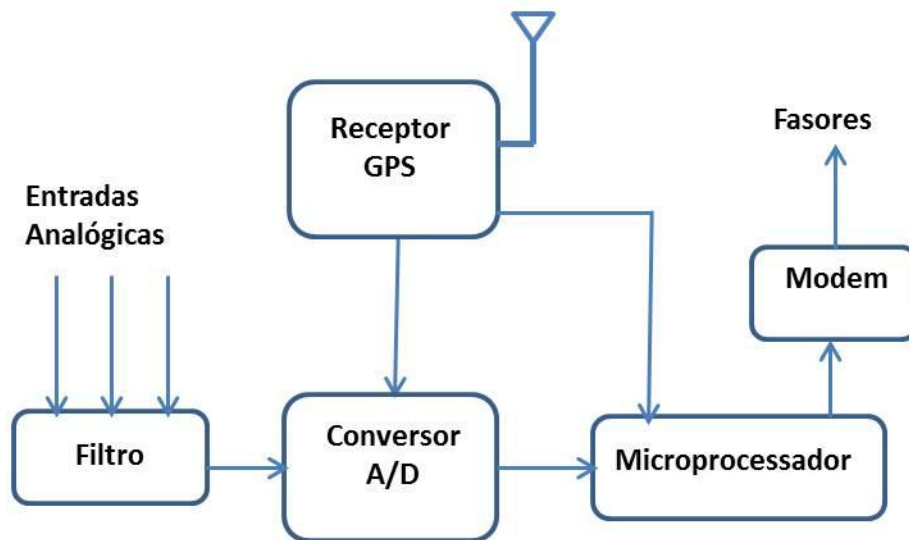


Figura 2.3 - Estrutura básica de uma PMU

Portanto, uma PMU é basicamente composta por um sistema de recepção de GPS, um sistema de aquisição composto pelo filtro e conversor analógico-digital, microprocessador e modem [6].

O receptor de GPS em conjunto com um oscilador *Phase-Locked* [2], é responsável pela sincronização no processo de amostragem dos dados, ou seja, é responsável pela informação de tempo que está presente nos fasores obtidos.

O sistema de aquisição realiza a amostragem de tensões e correntes de pontos do sistema com a devida filtragem e realiza a conversão analógico-digital. Esse estágio engloba um assunto bastante amplo e complexo relacionado a processamento de sinais cujo tema não é o foco desse trabalho.

Os microprocessadores são responsáveis pelo processamento dos dados utilizando a forma recursiva da DFT (*Discrete Fourier Transform*) e a formatação dos dados segundo o padrão IEEE C37.118, obtendo assim os fasores das tensões e correntes com as suas respectivas etiquetas de tempo [2]. Na Seção 2.2.4.2, o assunto “etiqueta de tempo” será abordado de uma forma mais detalhada.



O modem representa os canais de comunicação responsáveis pela disponibilização dos sincrofasores obtidos através da PMU.

As PMUs disponíveis no mercado atualmente, com os avanços na tecnologia, são capazes de realizar medições dos fasores de tensão e corrente, potência, frequência e seu comportamento ao longo do tempo. Esses dados podem estar disponíveis em componentes de fase ou em componentes simétricas [7].

Um sistema de medição fasorial pode comportar diversas PMUs de fabricantes diferentes, e assim, é fundamental o conhecimento de cada projeto individualmente para avaliar as consequências que podem ocorrer nessa operação em conjunto. Um levantamento de informações bastante interessante realizado em [7], apresentadas na Tabela 2.1, mostra a diversidade existente nos dias atuais.

Tabela 2.1 - Características de Unidades de Medição Fasorial de diferentes fabricantes

<b>Principais características de PMUs de fabricantes diferentes</b>				
<i>Fabricante</i>	<i>Modelo</i>	<i>Multifunção</i>	<i>GPS<sup>(2)</sup></i>	<i>Fasores</i>
ABB	REL 512	Relé de proteção	E	6
	RES 521	PMU/Proteção	I	9
AMETEK	PLATINUM 2.5K	RDP <sup>1</sup>	I	8 a 32
ARBITER	1333A Power Sentinel	Medidor	I	6
AREVA	MiCOM P847	PMU/Proteção	E	6
ERLPHASE	Tesla Digital Fault Recorder	RDP <sup>1</sup>	E	6
GE	N60	PMU/Proteção	E	19
	L90	Relé de proteção	E	6
	D60	Relé de proteção	E	6
QUALITROL HATHAWAY	IDM	RDP <sup>1</sup>	I	10, 16, 32
	BEM 6000	RDP <sup>1</sup>	E	32 a 192
MACRODYNE	1690	PMU	I	
MEHTATECH	Transcan IED	RDP <sup>1</sup>	E	8
	Transcan DFR	RDP <sup>1</sup>	E	16 a 64
REASON	RPV-304	RDP <sup>1</sup>	E	16
	RPV-310	RDP <sup>1</sup>	E	64
SCHWEITZER	SEL-421	Relé de proteção	E	6
	SEL-451	Relé de proteção	E	6
	SEL-451-A	Controle	E	12
	SEL-487E	Relé de proteção	E	6
	SEL-734	Medidor	E	6
	SEL-351, 351A, 351B	Relé de proteção	E	6
	SEL-311A, 311B, 311C, 311L	Relé de proteção	E	6
	SEL-751A	Relé de proteção	E	6
	SEL-787A	Relé de proteção	E	6
SIEMENS	SIMEAS R 7KE6100	RDP <sup>1</sup>	E	32
(1) RDP - Registrador de Perturbação; (2) Receptor de GPS: E - Externo / I - Interno.				

Portanto, é possível verificar que muitos equipamentos projetados para outras aplicações estão incorporando a função de medição fasorial sincronizada. Essa questão acarreta diversas discussões sobre confiabilidade e desempenho desses equipamentos integrados em um SMFS.

Conforme mencionado em [7], podem ser estabelecidos critérios importantes como conformidade de desempenho, desempenho dinâmico e interoperabilidade. Essa importância está relacionada à operação de diferentes modelos de PMUs em um sistema em comum.

A conformidade de desempenho busca a realização de testes para avaliar o comportamento da PMU conforme os padrões definidos pela norma IEEE C37.118. Entretanto, a metodologia utilizada ainda está em desenvolvimento, possuindo limitações relacionadas às diferentes interpretações do padrão e consideração apenas de situações em regime permanente.

O desempenho dinâmico é fundamental na operação e confiabilidade dos sistemas de medição fasorial e os requisitos dependem de cada aplicação que por sua vez variam entre cada sistema.

A interoperabilidade é essencial para a perfeita harmonia de um sistema de medição fasorial sincronizada. Essa característica garante a integração das medidas realizadas de unidades de medição fasorial de diferentes fabricantes em concentradores de dados fasoriais, cujas funções são abordadas na seção seguinte.

#### 2.2.2.2 Concentrador de Dados Fasoriais – PDC

O Concentrador de Dados Fasoriais (PDC – *Phasor Data Concentrator*) é responsável principalmente pelo armazenamento dos sincrofases oriundos das medições das PMUs. Assim, a disponibilidade das informações de um sistema de medição fasorial é assegurada, garantindo a possibilidade da utilização desses dados em diversas aplicações.

O PDC é constituído internamente principalmente pelos seguintes componentes [8]:

- ✓ Unidade de Processamento Central: responsável pelo processamento dos dados em tempo real;
- ✓ Disco Rígido: responsável pelo armazenamento dos dados;
- ✓ Portas de Comunicação: responsáveis pela comunicação tanto para o recebimento dos dados das PMUs como para o envio dos dados armazenados para outros locais.

Na Figura 2.4 é apresentada a estrutura básica de um PDC em termos de localização em um sistema fasorial.

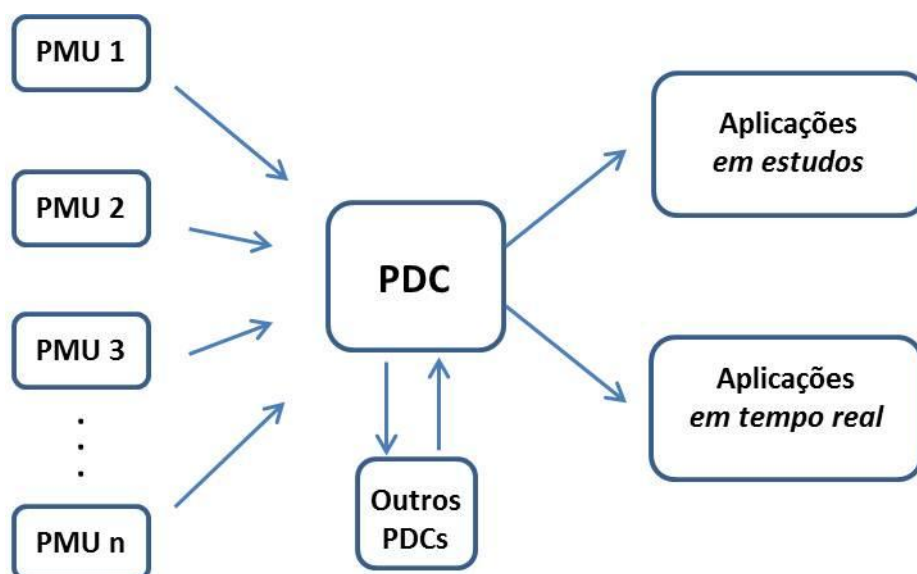


Figura 2.4 - Configuração básica de um Concentrador de Dados Fasoriais

Assim, os fasores sincronizados obtidos através das medições de PMUs são enviados de forma assíncrona para o PDC onde são armazenados organizadamente. Essa organização é realizada de maneira que os dados fiquem agrupados de acordo com a referência temporal através da etiqueta de tempo [8].

Em seguida, esses dados são disponibilizados para aplicações tanto em tempo real como monitoramento da segurança e em aplicações *off-line* como análise de perturbações ocorridas no sistema e validações de modelos de componentes do sistema elétrico. É possível verificar também a possibilidade de troca de informações entre PDCs diferentes.

As funcionalidades anteriormente citadas estão baseadas em aplicativos implementados no PDC as quais operam em tempo real. Segundo [8] e [9], um relatório emitido pela CERTS (*Consortium for Electricity Reliability Technology Solutions*) descreveu essas rotinas em operação nos PDCs do projeto WAMS (*World Area Measurement System*), nos Estados Unidos, as quais estão apresentadas a seguir na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Funcionalidades Implementadas nos PDCs

<b>Funcionalidades Implementadas no PDC</b>	
<i>PMU Data Acquisition Program</i>	Organização dos dados obtidos através das PMUs instaladas no sistema e dos dados oriundos de outros PDCs.
<i>PMU Data Storage Program</i>	Criação de um arquivo específico com os dados do sistema em uma janela de tempo determinada em casos de uma perturbação.
<i>PMU Data Broadcasting Program</i>	Responsável pela transmissão dos dados que estão memorizados no PDC para aplicativos que utilizam esse sistema de medição.
<i>PMU Self-Monitoring Program</i>	Responsável pela monitoração de todas as funções das PMUs instaladas e do PDC e pela criação de um arquivo com o histórico de todas as falhas ocorridas no sistema como falhas na transmissão de dados e perdas de sincronismo

### 2.2.2.3 Canais de Comunicação

Os canais de comunicação são responsáveis pela comunicação de dados entre os componentes de um sistema de medição fasorial sincronizada. Desta forma, a qualidade de um sistema de medição está diretamente relacionada à eficiência do seu sistema de comunicação.

Assim, os sistemas de comunicação enfrentam alguns desafios como a necessidade de altas taxas de atualização dos dados e capacidade de suportar um elevado fluxo de dados. Essas características são essenciais em aplicações em tempo real. Existem diversas possibilidades de escolha de sistemas de comunicação diferentes. Na Tabela 2.3, é apresentado um resumo desses diferentes tipos de sistemas [8].

Tabela 2.3 - Sistemas de Comunicação [8]

<b>Sistemas de Comunicação</b>	
<i>Sistemas cabeados</i>	Linhas Telefônicas; Fibra Óptica; PLC – Power Line Communication;
<i>Sistemas não cabeados</i>	Micro-ondas; Satélites ( LEO - Low-Earth Orbiting)
<i>Internet</i>	VPN - Virtual Private Internet

### 2.2.3 Medição de Fasores

A obtenção dos fasores tem início no processo de amostragem das grandezas medidas de tensão e corrente no barramento no qual a PMU está conectada. Embora não seja o foco deste trabalho, de acordo com [6], antes do processo de amostragem das tensões e correntes existem filtros analógicos para evitar o efeito *aliasing* o qual interfere na representação correta do sinal amostrado.

A amostragem ocorre de forma sincronizada através do sistema de sincronização da PMU que utilizam osciladores *Phase-Locked* e o sinal de GPS. As taxas de amostragem estão em processo de constante evolução acompanhadas com os avanços tecnológicos relacionados aos conversores analógicos. Inicialmente, as primeiras PMUs possuíam uma taxa de aquisição de 12 amostras por ciclo da frequência fundamental e atualmente podem chegar a valores da ordem de 128 amostras por ciclo [6].

O cálculo dos fasores é realizado através do tratamento matemático dos dados amostrados. O procedimento mais utilizado é a DFT na sua forma recursiva [10].

O cálculo do fasor do sinal amostrado utilizando a DFT na sua forma não recursiva é realizado por (2.8), ou seja, [10]:

$$X = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \frac{2}{N} \cdot (X_c - jX_s) \quad (2.8)$$

Onde:

$$X_c = \sum_{k=1}^N x_k \cdot \cos k\theta \quad (2.9)$$

$$X_s = \sum_{k=1}^N x_k \cdot \sen k\theta \quad (2.10)$$

Em que:

$x_k$ : grandeza elétrica amostrada no instante  $k$

$N$ : número de amostras em um período da frequência nominal

Considerando um tempo de amostragem  $t$ , podemos obter as seguintes relações [10]:

$$t = k. \tau \quad (2.11)$$

$$\theta = \frac{2\pi}{N} \quad (2.12)$$

Em que:

$\tau$ : intervalo de amostragem

$\theta$ : ângulo de amostragem

Considerando  $f_o$  e  $T_o$  a frequência e o período nominais do sistema, respectivamente, temos [10]:

$$N = \frac{T_o}{\tau} = \frac{1}{f_o \tau} \quad (2.13)$$

Portanto:

$$\theta = 2\pi f_o \tau \quad (2.14)$$

Assim, o cálculo do fasor é realizado pela equação (2.8) aplicada em uma janela de dados com  $N$  amostras tomadas em intervalos de amostragem  $\tau$ . A grande desvantagem desse método é o esforço computacional em relação à forma recursiva. A DFT em sua forma recursiva pode ser dada pelas seguintes equações [10]:

$$X(r) = \{k = r, r + 1, r + 2, r + 3, r + 4, \dots, N + r - 1\} \quad (2.15)$$

$$X(r + 1) = \{k = r + 1, r + 2, r + 3, r + 4, \dots, N + r\} \quad (2.16)$$

$$X(r + 1) = X(r) + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (x_{N+r} - x_r) e^{-jr\theta} \quad (2.17)$$

As equações (2.15) e (2.16) representam dois fasores arbitrários  $X(r)$  e  $X(r+1)$  e o seus respectivos intervalos de amostras. Assim o fasor  $X(r+1)$  pode ser calculado pela equação (2.17), ou seja, através da DFT em sua forma recursiva.

Portanto, em uma análise comparativa básica, a grande vantagem da forma recursiva no cálculo de fasores em um sistema elétrico com janela de dados

subsequentes é que se torna necessário apenas o cálculo envolvendo duas amostras,  $x_{(N+r)}$  e  $x_{(r)}$ . Entretanto, na forma não recursiva, é necessário o cálculo de N amostras a cada janela de dados.

#### 2.2.4 Sincrofasores

O conceito de sincrofasores pode ser entendido como a representação fasorial de grandezas elétricas de um sistema referenciadas a uma mesma base de tempo. Esse conceito tem grande aplicação nos sistemas elétricos em geral devido às grandes distâncias envolvidas [7].

Portanto, as aplicações relacionadas à utilização das unidades de medição fasorial dependem diretamente dessa sincronização, pois só é possível uma análise comparativa das grandezas elétricas de um sistema quando as mesmas utilizam a mesma referência temporal.

Embora isso seja uma tarefa complicada devido à possibilidade de grandes distâncias envolvidas e a necessidade de uma alta precisão, o GPS é capaz de atender esses requisitos.

Na Figura 2.5, é ilustrado um sistema simples de quatro barras com as medições realizadas em cada barra do sistema na mesma referência temporal. Assim, é possível representar todos os fasores do sistema em um diagrama fasorial e verificar as defasagens angulares entre cada barra do sistema.



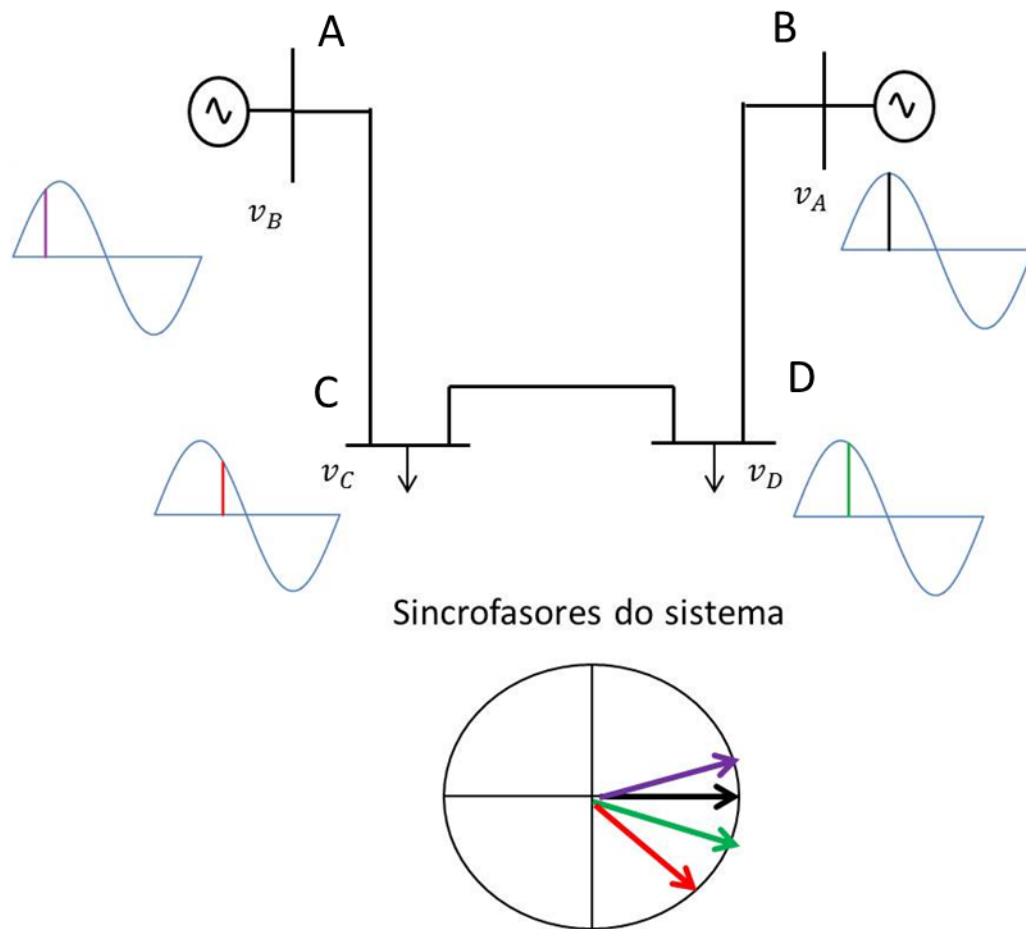


Figura 2.5 - Exemplo de um sistema com os fasores sincronizados

#### 2.2.4.1 Sistema GPS – *Global Positioning System*

O sistema para sincronização temporal utilizado atualmente é o *Navstar Global Positioning System*, mais conhecido como GPS. Esse sistema foi desenvolvido pelos Estados Unidos, inicialmente para fins militares, o qual possibilita uma sincronização precisa nos tempos de amostragem do sistema de medição. De acordo com [2], [8] e [6], esse sistema possui 30 satélites em órbitas ao redor da Terra, a 16.000 quilômetros de altitude, capaz de fornecer informações de coordenadas de posição e transmissão de um pulso por segundo com erro da ordem de  $1 \mu\text{s}$ .

Através dos receptores, é possível sincronizar as medições utilizando esse sinal como uma fonte de sincronização. Considerando o nosso sistema com uma

frequência de 60 Hz, um erro de 1  $\mu$ s equivale a 0,021° elétricos. Portanto, conclui-se que a precisão desse sistema é totalmente satisfatória para essa aplicação.

Conforme relatado em [7], existe uma alternativa em desenvolvimento para concorrer com o sistema norte americano. Esse sistema, chamado de GALILEO, está sendo desenvolvido na Europa, porém enfrenta ainda algumas dificuldades para sua implantação.

#### 2.2.4.2 Etiqueta de Tempo

A determinação dos ângulos de fase das grandezas medidas é referenciada ao Tempo Universal Coordenado (UTC – *Coordinating Universal Time*), uma base de tempo referenciada no padrão do Tempo Atômico Internacional (TAI). A convenção estabelecida na norma IEEE C37.118 admite ângulo de fase igual a 0° no instante em que o valor máximo da grandeza elétrica de natureza senoidal coincide com o avanço do segundo UTC e ângulo de fase igual a -90° quando essa mesma grandeza elétrica assume valor zero antes do ciclo positivo no mesmo instante do avanço do segundo UTC [7].

A etiqueta de tempo é outro item definido na norma do IEEE. Segundo a mesma, os sincrofasores medidos pelos SMFS devem possuir uma etiqueta de tempo constando uma informação do instante no qual foi realizada a medida de acordo com a base de tempo UTC. Alguns requisitos são definidos como estabelecimento das informações que devem constar nessa etiqueta de tempo e os possíveis instantes de tempo que as etiquetas de tempo devem ser inseridas nos fasores medidos [7].

#### 2.2.4.3 Comunicação dos Sincrofasores

O protocolo de comunicação também é padronizado, possibilitando uma comunicação segura e eficiente entre os componentes de um SMFS, como PMUs e PDCs. Portanto, é definida uma estrutura padrão para os dados transmitidos os quais são formados por quatro tipos de mensagens. A seguir, na Tabela 2.4, são apresentados os tipos de mensagens e algumas de suas características [7].

Tabela 2.4 - Transferência de dados entre PMUs e PDCs [7]

Transferência de dados entre PMUs e PDCs	
Cabeçalho	Informações definidas pelo usuário. Podem conter informações da PMU, algoritmos, filtros utilizados, etc.
Configuração	Informação responsável pela identificação dos dados enviados pela PMU. Esse frame informa o nome da PMU, números de canais digitais monitorados, etc.
Dados	Informação correspondente às medidas realizadas pelas PMUs: tensões, correntes e frequência. Informações do estado dos canais digitais também são enviadas.
Comando	Informações enviadas para as PMUs a partir de sistemas de controle.

Os sincrofasores também são enviados de acordo com uma taxa de exteriorização. Assim, essa taxa determina o número de fasores enviados pelas PMUs em um intervalo igual a 1 segundo. De acordo com a norma IEEE C37.118, os sistemas com frequência igual a 60 Hz podem conter taxas de exteriorização de 10, 12, 15, 20 ou 30 fasores por segundo. Para sistemas com frequência igual a 50 Hz as taxas de exteriorização podem ser de 10 ou 25 fasores por segundo [7].

### 2.2.5 Resumo

Um Sistema de Medição Fasorial Sincronizado é composto basicamente por unidades de medição fasorial, concentradores de dados e canais de comunicação. O desenvolvimento dessa tecnologia permitirá grandes mudanças na operação e no planejamento de um sistema elétrico.

As PMUs instaladas nas subestações do sistema realizam as medições cujas são enviadas para os PDCs. Os sincrofasores são organizados pelos PDCs de acordo com a referência de tempo e assim são disponibilizados para aplicações em tempo real nos centros de controle e aplicações *off-line*. Na Figura 2.6, está ilustrada uma configuração básica de um SMFS.

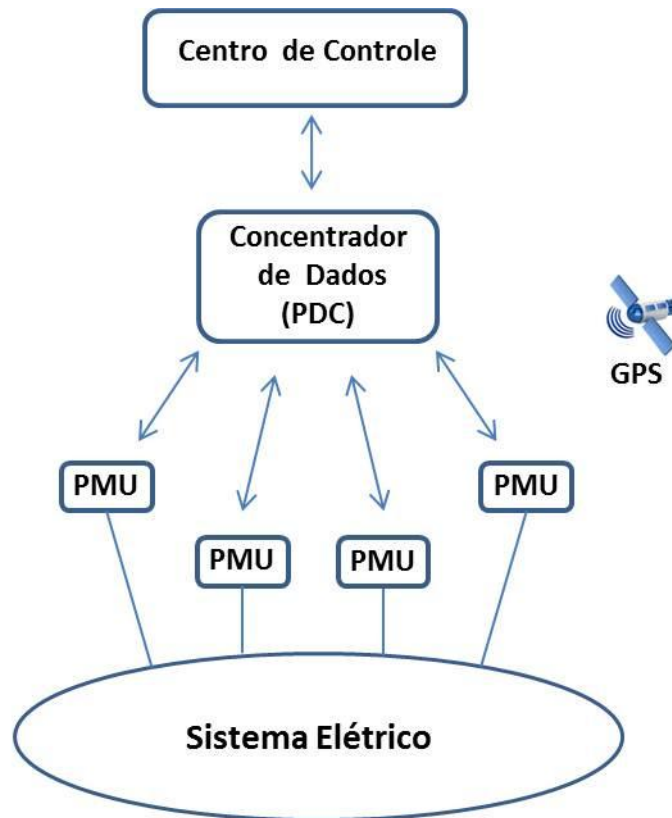


Figura 2.6- Exemplo de um SMFS

Um SMFS, dentre algumas principais características, permite o conhecimento das defasagens angulares das barras do sistema e possui elevada taxa de aquisição da ordem de 60 fasores por segundo. Essas características possibilitam um conhecimento dinâmico do sistema, permitindo o desenvolvimento e o aprimoramento de diversas aplicações que serão mencionadas no capítulo seguinte.

### 3 Aplicações da Medição Fasorial Sincronizada

Um sistema de medição fasorial engloba um amplo conjunto de possibilidades em aplicações de monitoração, proteção e controle. Atualmente, a complexidade dos sistemas de transmissão de energia no mundo é um desafio constante, com redes cada vez mais ramificadas e valores significativos de potência ativa transmitida. Assim, sistemas de monitoração, proteção e controle eficientes são essenciais para manter a integridade do sistema.

Os sistemas de medição fasorial em desenvolvimento e em operação possuem como uma das principais aplicações o registro dinâmico do sistema. Essa aplicação é de extrema importância na avaliação do comportamento do sistema diante de perturbações, já que a resposta dinâmica é gravada pelos SMFS.

Esses dados obtidos pelos SMFS são ideais para diversas análises no ambiente de estudo e operação, já que os mesmos são medidas de magnitude e fase de tensões e correntes, medidas adicionais de frequência, e todas sincronizadas em uma base de tempo comum.

Nos itens seguintes serão descritas as principais aplicações de sistemas de medição fasorial em sistemas de potência.

#### 3.1 Aplicações

##### 3.1.1 Estimação de Estado

A estimação de estado é um processo fundamental para o conhecimento do estado no qual um determinado sistema elétrico se encontra. Atualmente, esse processo é realizado basicamente através da utilização de um Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition System*) em conjunto com um Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS – *Energy Manegement System*).

O sistema SCADA é responsável pela aquisição de variáveis do sistema como tensões nos barramentos, fluxo de potência ativa e reativa, posição de tape de transformadores, estados de chaves seccionadoras e disjuntores. Essas informações

são armazenadas em Unidades Terminais Remotas (UTR) e em seguida enviadas para os centros de controle [11].

O EMS é responsável pelo tratamento dos dados adquiridos pelo sistema SCADA e possui diversas funções para auxiliar os operadores nos centros de controle, sendo a estimação de estados, uma dessas funcionalidades.

No Brasil um sistema SCADA/EMS desenvolvido pelo CEPEL, SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia), é de extrema importância no auxílio dos operadores na monitoração e nas decisões a serem tomadas no sistema elétrico e é utilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A principal desvantagem do atual sistema é a dinâmica lenta do processo de aquisição de dados do sistema SCADA/EMS, devido à lenta varredura das UTRs. Outra desvantagem é que as medições não possuem uma referência de tempo em comum. Consequentemente, as medidas obtidas e enviadas para o EMS no centro de controle podem não ser a verdadeira representação do comportamento atual do sistema em um determinado instante específico. Assim, trata-se de um conjunto de medidas realizadas em instantes de tempo distintos, sendo considerada uma boa aproximação para uma média do estado estático do sistema.

Através da inclusão das medições realizadas pelos sistemas de medição fasorial, o estado pode ser calculado diretamente com uma alta taxa de amostragem (60 fasores por segundo), acarretando em uma melhoria significativa na supervisão em tempo real dos operadores nos centros de controle. Assim, a determinação do estado do sistema passará a ter uma característica dinâmica.

As principais vantagens dos SMFS na estimação de estado é a medição precisa das fases das tensões e correntes nos barramentos sincronizadas em uma mesma referência, permitindo os operadores obterem o conhecimento das diferenças angulares dos barramentos da rede elétrica. Além disso, devido à dinâmica elevada dessas medidas, fenômenos importantes como oscilações de baixa frequência podem ser monitoradas em tempo real.

A utilização dos dados obtidos pelos sistemas com PMUs na estimação de estados, segundo [7], pode ocorrer através de duas possibilidades. A primeira trata-se da obtenção direta do estado utilizando apenas dados de medição fasorial sincronizada, e a segunda, da incorporação dos dados de medição fasorial no sistema SCADA/EMS.

A utilização como obtenção direta do estado do sistema exige completa observabilidade do mesmo, com as necessárias redundâncias, exigindo um número considerável de unidades de medição fasorial instaladas para um sistema de grande porte como o SIN. O conceito de observabilidade está relacionado com a quantidade mínima necessária de informações para a representação do estado do sistema e a redundância é basicamente a capacidade do sistema suportar algumas perdas de dados ou falhas sem comprometer a representação do estado do sistema [12].

Na outra forma de aplicação, inclusão dos sincrofasores nos estimadores de estado convencionais, não há a necessidade da completa observabilidade do sistema apenas com as unidades de medição fasorial, entretanto, necessita-se de uma compatibilização entre os sistemas SCADA/EMS e SMFS em relação às taxas de amostragem dos respectivos dados [7].

### 3.1.2 Análise de Perturbações

A análise de perturbações também é uma aplicação muito utilizada com os dados registrados pelos SMFS. Devido às características da medição fasorial sincronizada, a observação de determinadas variáveis de um sistema elétrico, como diferenças angulares entre determinados pontos do sistema, podem ser realizadas facilmente e torna-se um grande instrumento na monitoração e estudo de grandes perturbações ocorridas no sistema e de oscilações de baixa frequência que ocorrem entre áreas em um sistema de grande porte.

A sequência de eventos, fator importante no ambiente de estudo, pode ser determinada também sem muita dificuldade, já que os dados de tensão e frequência obtidos dos SMFS possuem etiquetas de tempo sincronizadas em uma mesma base de tempo.

Nesses estudos, além de serem verificadas a resposta dinâmica do sistema diante de um determinado evento ocorrido e as respectivas causas e consequências, podem ser avaliados outros aspectos como ajustes de controles para o amortecimento de oscilações, verificação do desempenho dos esquemas especiais de proteção, aperfeiçoamento da modelagem de cargas e de componentes do

sistema elétrico, etc. Assim, podem ser definidas também algumas alterações, caso seja necessário para melhorar a confiabilidade do sistema [7].

Essa aplicação necessita da determinação dos barramentos nos quais serão instaladas as unidades de medição fasorial. Essa escolha é realizada geralmente em pontos críticos de interesse do sistema como as interligações entre subsistemas ou grandes áreas. De acordo com [7], essa escolha pode ser definida também através de simulações computacionais do comportamento dinâmico do sistema. Deve-se garantir também a disponibilidade dos dados obtidos.

### 3.1.3 Validação de Modelos

A validação de modelos dos componentes de um sistema elétrico engloba representação de cargas, geradores e seus controles associados, transformadores, linhas de transmissão, equipamentos FACTS, Sistemas Especiais de Proteção (SEP), etc. Essa modelagem é fundamental na representação verdadeira do comportamento do sistema, garantindo simulações computacionais mais próximas da realidade, e conseqüentemente, tornando a operação mais segura e econômica de um sistema de transmissão de energia. Um diagrama esquemático para representar essa validação está ilustrado na Figura 3.1 [13].

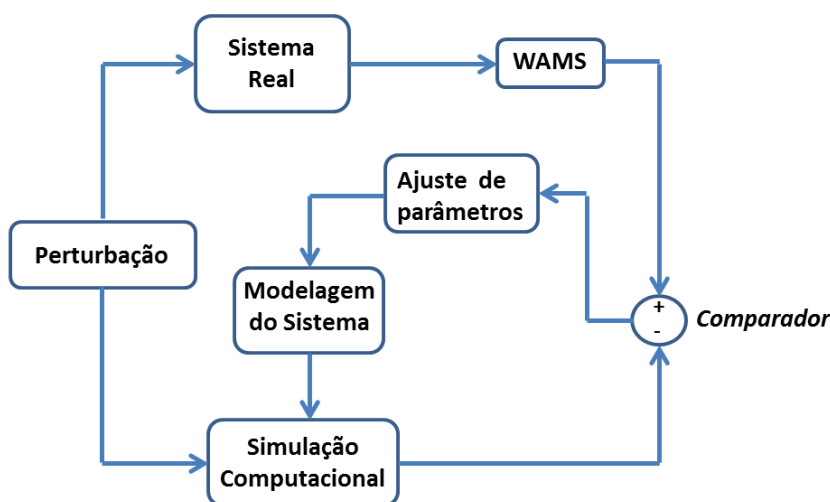


Figura 3.1 - Diagrama esquemático da validação de modelos



Portanto, em um processo de validação de modelos de componentes de um sistema elétrico, a resposta registrada do sistema elétrico pelas unidades de medição fasorial diante de uma dada perturbação é comparada com as simulações computacionais realizadas para a mesma perturbação. Através da comparação da resposta real com a resposta da simulação pode-se avaliar se os ajustes dos modelos estão adequados ou, caso contrário, são propostas alterações nos modelos para que a resposta da simulação se aproxime cada vez mais da resposta real.

Esse processo inicialmente parece simples, entretanto precisa-se de um grande esforço para ajustar o caso base de fluxo de potência do software de simulação para que a condição que antecede o defeito seja a mais próxima da realidade possível. Para sistemas de grande porte como o SIN, a quantidade de dados e de modelos torna esse processo bastante complexo, porém é necessário para avaliar se o comportamento do sistema modelado corresponde ao comportamento do sistema real.

### 3.1.4 Monitoração em Tempo Real do Sistema

A utilização de sistemas de medição fasorial sincronizada para auxiliar a operação em tempo real de um sistema elétrico certamente permitirá melhores análises, já que essa tecnologia possui características as quais são fundamentais para o conhecimento do estado dinâmico de um sistema elétrico.

As medições realizadas pelas unidades de medição fasorial possuem uma sincronização temporal e uma alta taxa de amostragem, representando o comportamento dinâmico das variáveis do sistema elétrico real. Como principal diferencial, temos o acréscimo da informação de ângulo das tensões nos barramentos, e conseqüentemente, as diferenças angulares com precisão entre as mesmas, fornecendo informações valiosas para tomadas de decisões mais eficazes no sistema sob condições normais ou sob distúrbio [7].

A informação de defasagem angular em um sistema elétrico é de extrema importância, já que está relacionado diretamente com o fluxo de potência ativa e a estabilidade eletromecânica. Essas informações são muito importantes, por exemplo, em interligações entre áreas, na qual é transferida uma quantidade significativa de energia e são fundamentais para a segurança do sistema.

Assim, podem-se verificar diversos aspectos essenciais para a segurança do sistema de transmissão de energia, como as condições de carregamentos dos circuitos que está relacionado diretamente ao limite de estabilidade angular. Outra contribuição é o auxílio no fechamento de anéis e interligações e processos de recomposição, já que os disjuntores são programados com um determinado limite de defasagem angular. Nessas situações de fechamento entre pontos de um sistema, o valor máximo de defasagem angular no qual os disjuntores são programados está relacionado com os esforços impostos às máquinas devido às oscilações de potência no instante do fechamento. Assim, esses procedimentos tornam-se mais seguros e mais rápidos.

Os sistemas de medição fasorial possuem grande potencialidade no estabelecimento de sinalização de alarme mais eficaz para os operadores nos centros de controle. As características desses dados podem permitir o acompanhamento do comportamento dinâmico do sistema em condições normais e diante de uma perturbação, acompanhamento de oscilações de baixa frequência, verificação dos limites de carregamento térmico e de estabilidade angular, violações dos limites de tensões e frequência, etc.

Alguns dos desafios dessa aplicação, de acordo com [7], é a necessidade de compatibilização dos dados oriundos do sistema com PMUs com os dados do sistema convencional SCADA/EMS. Deve-se garantir também um sistema de atualização das informações em uma taxa de tempo que não comprometa a tomada de decisão do operador e um sistema capaz de alertar o operador mesmo com indisponibilidades de alguns medidores.

### 3.1.5 Determinação do Limite de Carregamento

Através da instalação de unidades de medição fasorial entre dois barramentos é possível medir o estado real dessas barras e esse resultado pode ser comparado com valores calculados com a teoria de fluxo de potência. Assim, os parâmetros das linhas da transmissão podem ser validados e, caso seja necessário, podem ser ajustados e o limite de carregamento pode ser redefinido de uma forma mais correta aumentando a segurança do sistema elétrico e otimizando o carregamento da linha de transmissão.

### 3.1.6 Proteção e Controle

Nos sistemas elétricos, as áreas de proteção e controle exercem um papel fundamental na segurança do sistema de transmissão com o objetivo de evitar blecautes e danos de equipamentos.

Através da utilização dos dados obtidos nos sistemas de medição fasorial sincronizada nas lógicas de controle e proteção espera-se um significativo aumento na confiabilidade e eficiência dos mesmos. O principal motivo é a característica dinâmica e as informações de ângulo presentes nos SMFS, fornecendo valiosas informações para o conhecimento do estado atual do sistema elétrico.

As lógicas dos controles convencionais basicamente baseiam-se nas medições realizadas no local onde se deseja controlar e um modelo matemático representando o resto do sistema elétrico. Entretanto, essa dependência de um modelo matemático pode ser um problema, caso o modelo esteja com os parâmetros inadequados. Através da integração das medições remotas realizadas pelas unidades de medição fasorial nos barramentos de um sistema elétrico, pode-se obter a medida direta sincronizada no tempo do estado do sistema e utilizá-las nas malhas de controle e assim a dependência de um modelo matemático deixa de ser um requisito [6] [4].

Dessa forma, diversas aplicações de controle em sistemas de potência, utilizando princípios básicos em comum, são possíveis como em transmissão em HVDC (*High Voltage Direct Current*), sistemas de excitação de geradores, estabilizadores de sistemas de potência, equipamentos FACTS, etc.

Uma possibilidade é a inserção das medições fasoriais como realimentação nas lógicas de controle de uma interligação em HVDC. Assim, os dados de medição fasorial sincronizada podem ser diretamente inseridos nas malhas de controle do fluxo de potência ativa para o amortecimento das oscilações entre esses dois subsistemas. Consequentemente, as limitações dos modelos matemáticos, os quais são utilizados atualmente como a entrada de informações nos sistemas de controle, podem ser evitadas [2].

Conforme citado em [7], existe um exemplo prático no controle automático de tensão utilizando sincrofasores, com um compensador estático de tensão (SVC) na subestação *Rector*, reportado pela *Southern California Edison* (SCE).

Algumas aplicações que podem ser citadas, em que os sincrofasores também podem trazer melhorias, são proteção e controle para perda de sincronismo, proteção e controle para pequenos sinais, sistemas de controle de frequência e tensão, proteção adaptativa, controle automático em tempo real, sistemas especiais de proteção, etc.

As aplicações que atualmente são baseadas em medições locais, como a proteção para perda de sincronismo, não necessitam inicialmente dos dados de medição fasorial sincronizada. Entretanto, vislumbra-se que a utilização de medições remotas em tais aplicações, através dos dados do sistema de medição fasorial sincronizada, poderia trazer ganhos de precisão e confiabilidade.

A utilização de medições fasoriais nos dispositivos para perda de sincronismo torna-se um diferencial devido à informação de ângulo. Portanto, é possível medir diretamente a defasagem angular entre duas áreas e consequentemente aplicar esses dados na operação nesses dispositivos de proteção.

No caso da proteção e controle para pequenos sinais, os sistemas de medição fasorial podem fornecer informações valiosas sobre oscilações de baixa frequência em um sistema elétrico devido a sua elevada taxa de amostragem e assim podendo ser útil na operação dos sistemas de controle e proteção, como por exemplo, em sistemas HVDC que podem ser utilizados no amortecimento de oscilações entre áreas [4].

Uma área bastante promissora também é a proteção adaptativa, na qual se baseia em uma filosofia em que os ajustes dos relés são variáveis e dependem do estado atual do sistema diferentemente do procedimento padrão no qual esses ajustes são fixos e determinados na fase de projeto. Os relés digitais permitiram essa filosofia recente através de características como capacidade de comunicação e determinação dos ajustes a partir de software. Essas características permitem a determinação dos ajustes dos relés a partir de centros de controle ou automaticamente através de medições do sistema [6].

Os dados de um sistema de medição fasorial sincronizado podem ser utilizados nessa lógica, pois possuem a medição direta do estado do sistema. Assim, essas características podem diminuir as falhas de proteções, aumentando a confiabilidade e a eficiência dos sistemas de proteção e proporcionando em algumas situações a possibilidade de explorar mais os limites do sistema elétrico.

Diversos tipos de proteção adaptativa utilizando PMUs, segundo [6] e [4], estão em desenvolvimento como proteção para perda de sincronismo, proteção de transformadores, operações de religamentos, restabelecimento do sistema, controle dos sinais de disparo dos disjuntores, esquemas de ilhamento de regiões de um sistema elétrico, etc.

Embora teoricamente as aplicações de controle e proteção utilizando medições fasoriais sejam melhores que as que são utilizadas atualmente, elas ainda estão em desenvolvimento, ou seja, ainda não são a base de um sistema de proteção e controle. O desempenho dinâmico das PMUs e as condições de transmissão dos sincrofasores ainda são pontos críticos, assim como outras questões já comentadas neste trabalho.

### 3.1.7 Resumo

A Tabela 3.1 apresenta um resumo das principais aplicações no mundo considerando também o estado de cada aplicação nas respectivas regiões. As informações foram obtidas através do portal da Internet da *North American SynchroPhasor Initiative* (NASPI).

Tabela 3.1 - Resumo das Aplicações de PMUs no mundo [14]

<b>Aplicações de PMUs no mundo</b>						
<i>Tipos de Aplicações</i>	América do Norte	Europa	China	Índia	Brasil	Rússia
<i>Análise de Perturbações</i>	OK	OK	OK	D	OK*	OK
<i>Monitoração da estabilidade</i>	OK	OK	OK	D	D	Ok
<i>Monitoração térmica das Linhas de Transmissão</i>	OK	OK	OK	D	D	OK
<i>Recomposição do sistema</i>	OK	OK	OK	D	D	D
<i>Validação de modelos</i>	OK	OK	OK	D	T	OK
<i>Estimação de Estados</i>	D	D	D	D	D	D
<i>Controle em tempo real</i>	T	T	T	D	D	D
<i>Proteção adaptativa</i>	D	D	D	D	D	D
<i>Estabilização de sistemas de potência</i>	T	T	T	D	D	D
<b><u>OK:</u></b> Aplicação em Operação <b><u>D:</u></b> Aplicação em desenvolvimento <b><u>T:</u></b> Aplicação em fase de testes <b><u>*:</u></b> O ONS utiliza os dados do SMFS da Universidade Federal de Santa Catarina instalado na baixa tensão nas análises de perturbação.						

## 3.2 Desafios

Existem alguns desafios no estabelecimento dos sistemas de medição fasorial que interferem diretamente no seu adequado funcionamento. Um deles é a flexibilidade de expansão com armazenamento de dados em quantidades elevadas crescentes. O outro obstáculo é a operação de unidades de medição fasorial de fabricantes diferentes em um mesmo sistema de medição fasorial. Esses dois aspectos apresentados são de extrema importância nas aplicações de SMFS em sistemas de transmissão de energia de grande porte como o SIN.

Apesar de existirem padrões definidos nas normas técnicas, a incompatibilidade entre os fabricantes ocorre devido às diferentes formas de interpretação, ocorrendo diferenças particulares entre os projetos, comprometendo a total compatibilidade [7].

Portanto existe uma grande necessidade em encontrar um ponto em comum entre fabricantes e usuários, além dos requisitos especificados nas normas técnicas, em relação à padronização de um sistema de medição fasorial de grande porte com unidades PMU de fabricantes distintos operando em conjunto com transmissão de grande volume de dados.

## 3.3 Medição Fasorial Sincronizada no Brasil e no Exterior

### 3.3.1 Brasil

#### 3.3.1.1 Projeto Medfasee

Os estudos envolvendo medições fasoriais no Brasil tiveram início na década de 90, porém as dificuldades financeiras do país e a fragmentação do sistema elétrico brasileiro atrasaram o desenvolvimento dessa tecnologia.

A utilização de unidades de medição fasorial no Brasil iniciou-se em 2003 com o projeto Medfasee (Projeto de Medição Fasorial Sincronizada com Aplicações em Sistemas de Energia Elétrica) desenvolvido pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em parceria com a REASON Tecnologia S.A.,

com financiamento do governo brasileiro através do FINEP (Financiadora de Estudos e Projeto) [15].

O foco desse projeto era principalmente disseminar a tecnologia no Brasil e desenvolver aplicações em monitoração e análise de sistema de potência.

O primeiro protótipo brasileiro foi instalado na baixa tensão na UFSC e hoje existe uma parceria com quinze universidades renomadas na área de sistemas de potência, abrangendo as cinco regiões do Brasil. Em cada universidade está instalada uma unidade de medição fasorial na baixa tensão as quais enviam os dados obtidos via internet para o concentrador de dados localizados no LabPlan/UFSC. Em breve, também serão instaladas PMUs na Universidade Federal do Maranhão (UFMA) e na Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), totalizando dezessete universidades.

Em [15] é possível ter acesso aos dados obtidos pelas PMUs em cada universidade em tempo real, obtendo informações dos fasores das tensões das fases A, B e C e de sequência positiva e o valor da frequência no ponto de medição correspondente, permitindo uma análise qualitativa do SIN.

Portanto, esse projeto permitiu a divulgação e o desenvolvimento dessa tecnologia e as possíveis aplicações de operação, monitoração e controle no SIN.

Na Figura 3.2 é reproduzida a imagem da página na Internet onde esses dados são disponibilizados.



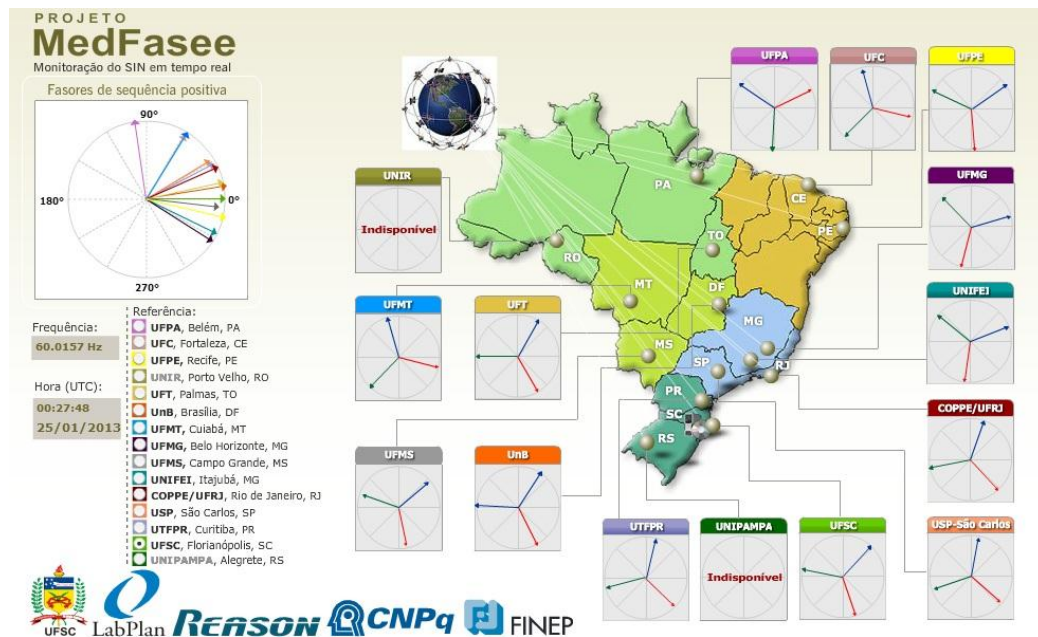


Figura 3.2 - Dados obtidos de PMUs do projeto MedFasee

Existe também um protótipo no sistema de transmissão da CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista). Esse projeto engloba cinco PMUs e um PDC em algumas subestações de 440 kV na região de São Paulo.

Esse projeto busca desenvolver aplicações em tempo real e em análises de perturbações.

### 3.3.1.2 Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O SIN, operado pelo ONS, é um sistema extenso com diversas ramificações, grandes distâncias entre geração e carga, capacidade instalada da ordem de 100 GW, diversos níveis de tensão e intercâmbios entre as áreas com valores significativos proporcionando uma operação complexa. O sistema é dividido em quatro regiões geoeletricas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte [16]. Na Figura 3.3, é apresentado o sistema de transmissão de energia no SIN com o horizonte de 2013. É importante observar que o ONS atua independentemente apenas na chamada Rede Básica, ou seja, os sistemas de transmissão com tensão maior ou igual a 230 kV. Na Tabela 3.2, é apresentada a extensão do sistema de transmissão no SIN conforme os diferentes níveis de tensão.

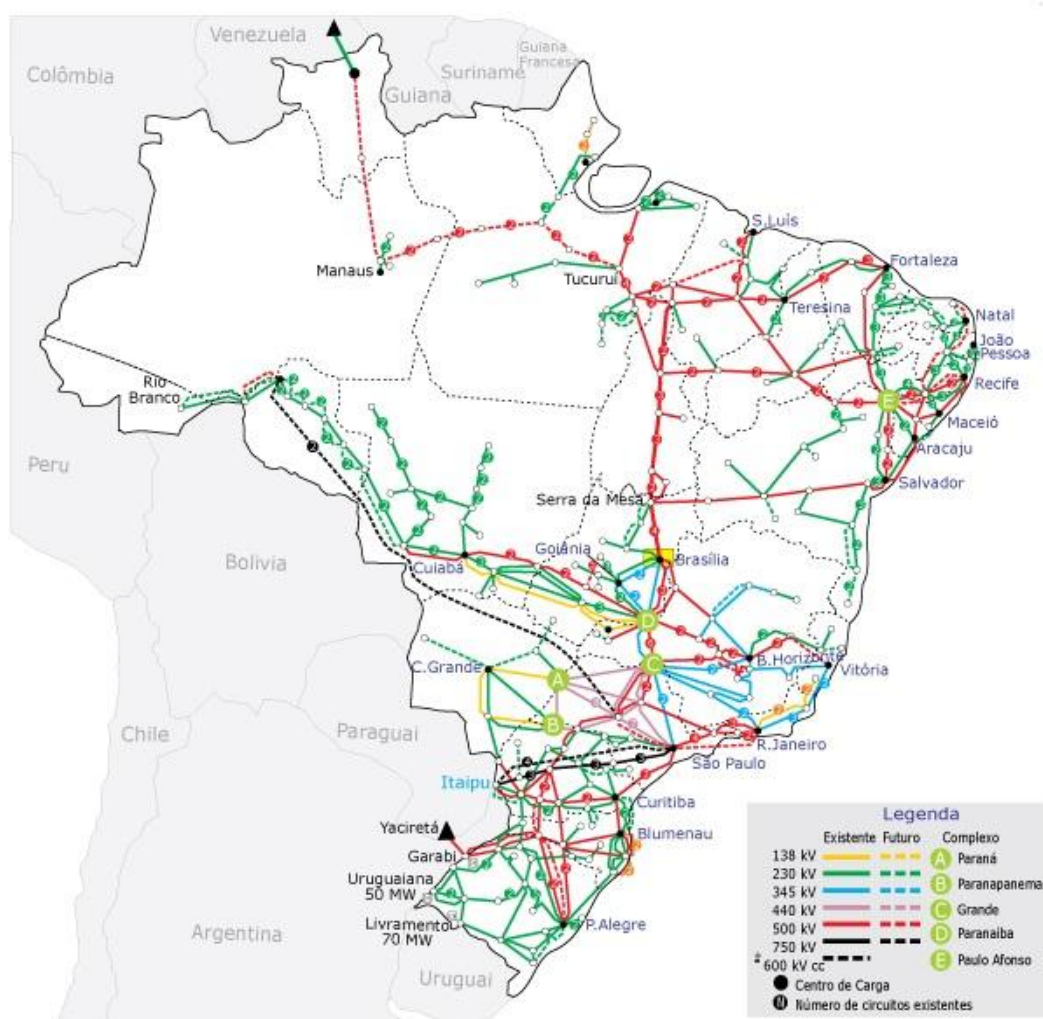


Figura 3.3 - Sistemas de Transmissão de Energia no SIN - Horizonte 2013 [16]

Tabela 3.2 - Extensão do SIN na Rede Básica em 2011 [16]

<b>Extensão do SIN na rede básica em 2011</b>	
<i>Nível de Tensão [Kv]</i>	<i>Extensão [km]</i>
230	45.709
345	10.062
440	6.681
500	35.003
± 600 (HVDC)	3.224
750	2.683

A matriz energética brasileira possui o predomínio de energia hidráulica na qual é responsável por mais de 90% da produção de energia no SIN e mais de 70% da capacidade total instalada de aproximadamente 105 GW. Na Tabela 3.3, é apresentada a divisão da matriz energética do SIN em termos percentuais em relação ao tipo de geração de energia referente à dezembro de 2011 [16].

Tabela 3.3 - Matriz Energética no SIN [16]

<b>Matriz Energética do SIN</b>		
	<i>Produção</i>	<i>Capacidade Instalada</i>
<i>Hidro Nacional</i>	72,30%	66,45%
<i>Hidro Itaipu</i>	16,50%	6,64%
<i>Térmica Convencional</i>	7,30%	15,40%
<i>Termonuclear</i>	3,00%	1,91%
<i>Eólica</i>	0,30%	1,27%
<i>Biomassa</i>	0,10%	4,03%
<i>Outros</i>	0,50%	4,29%

A expansão do SIN é um grande desafio para o ONS. Em breve, entrará em operação a interligação Tucuruí-Manaus que será responsável pela ligação de toda a região Norte com o SIN. A entrada de novas usinas também é uma questão importante, e segundo o Plano Anual de Operação Energética (PEN), até dezembro de 2015 entrarão em operação cerca de 240 novas usinas, sendo o crescimento percentual maior correspondente às usinas eólicas [16].

Portanto, a operação econômica e segura de um sistema elétrico de grande porte, como o SIN, exige um sistema de medição eficiente, capaz de fornecer todas as informações necessárias para o operador.

Em 2000 o ONS lançou um projeto de um Sistema de medição fasorial sincronizada no SIN. Esse projeto possui algumas características importantes como flexibilidade de expansão e instalação de PDCs principais nos centros de controle do ONS e PDCs locais em cada subestação com PMU instalada. Essa última característica garante a preservação dos dados caso haja alguma falha no sistema de comunicação.

O registro contínuo do comportamento do SIN é uma das aplicações que serão utilizadas e serão úteis nos estudos de determinadas perturbações ocorridas no SIN, possibilitando a análise do desempenho do sistema mais próxima da realidade e determinação de medidas corretivas.

As aplicações em tempo real consistem em aperfeiçoar os estimadores de estados e fornecer dados obtidos em tempo real dos PMUs para auxiliar os centros de controle. Em 2007, de acordo com [3], após estudos realizados pelo ONS, foram escolhidas algumas aplicações principais em tempo real nos centros de controle:

- ✓ Monitoração de oscilações do sistema no SIN com alarme para os operadores em caso de oscilações de baixo amortecimento;
- ✓ A informação das diferenças angulares, módulo das tensões e frequência proporcionará a monitoração do sistema de transmissão, auxiliando no fechamento de paralelo entre duas ilhas isoladas e também no fechamento de anéis em partes do SIN.

Os estudos técnicos relacionados à localização das PMUs, estudos para aplicações em tempo real e a especificação técnica do sistema já foi finalizada. Atualmente, o projeto encontra-se na fase de aquisição da infraestrutura do PDC e possui uma expectativa de entrada em operação em 2014.

Na Figura 3.4 é apresentado um mapa do SIN com a localização das PMUs que serão instaladas e na Tabela 3.4 estão relacionadas as subestações que receberão a instalação dessas PMUs.

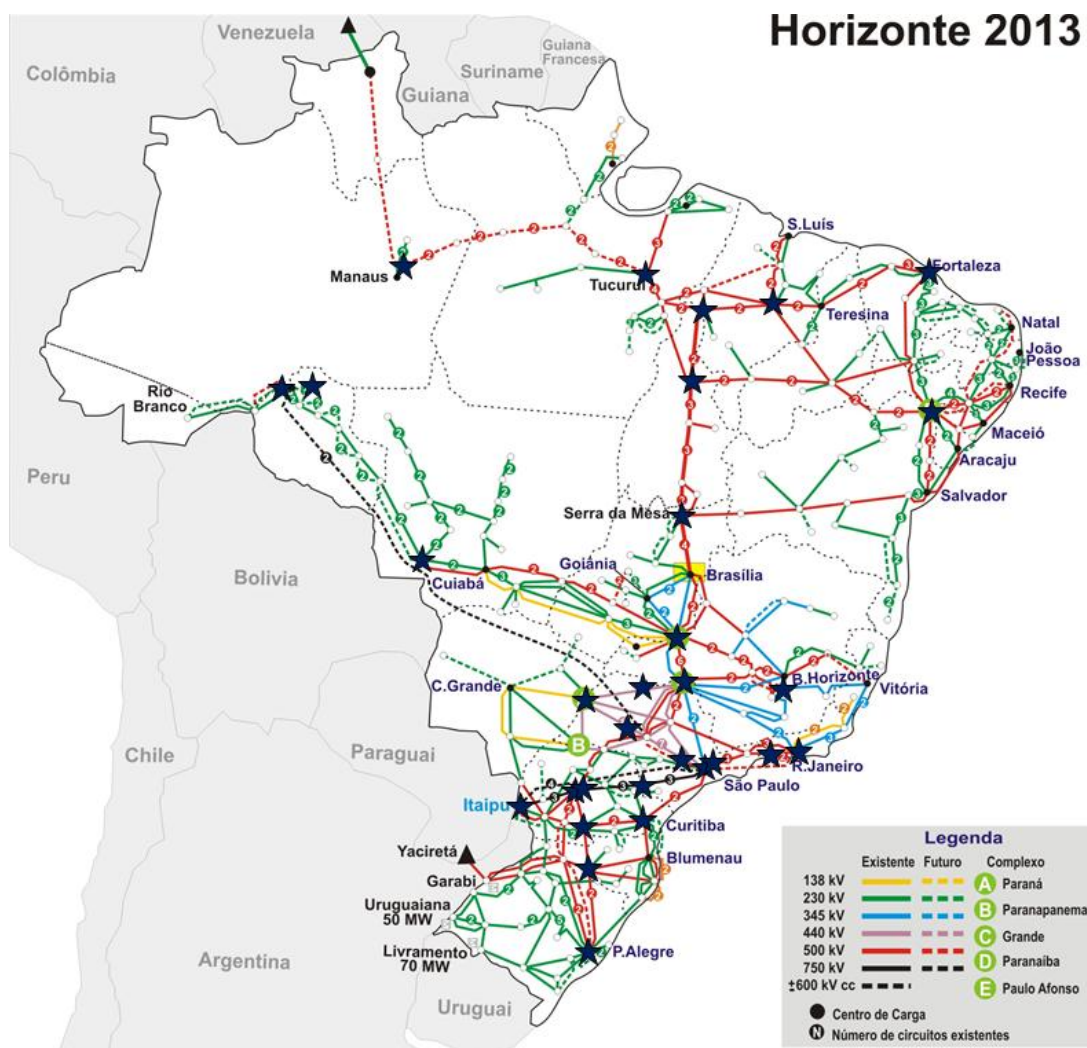


Figura 3.4 - Localização das PMUs no SIN (Fonte:ONS)

Tabela 3.4 - Localização das PMUs no SIN (Fonte: ONS)

<b>Localização das PMUs no SIN</b>	
<i>Subestação</i>	<i>Área</i>
SE 500 kV Angra	Rio de Janeiro
SE 500 kV Cachoeira Paulista	
SE 500 kV Areia	Sul
SE 500 kV Bateias	
SE 500 kV Campos Novos	
SE 500 kV Itá	
SE 500 kV Ivaiporã	
SE 500 kV Nova Santa Rita	
SE 500 kV Itumbiara	Minas Gerais
SE 500 kV Jaguará	
SE 500 kV Ouro Preto	
SE 500 kV Imperatriz	Norte
SE 500 kV Manaus	
SE 500 kV P.Dutra	
SE 500 kV Tucuruí	
SE 230 kV Jauru	Mato Grosso
SE 230 kV Porto velho	Acre-Rondônia
SE 230 kV Samuel	
SE 500 kV Fortaleza	Nordeste
SE 500 kV Paulo Afonso	
SE 765 kV Foz do Iguaçu	Transmissão de itaipu (765 kV e link DC)
SE 765 kV Itaberá	
SE 765 kV Ivaiporã	
SE 765 kV Tijuco Preto	
SE 500 kV Ibiúna	
SE 440 kV Água Vermelha	São Paulo
SE 440 kV Ilha Solteira	
SE 440 kV Cabreúva	
SE 440 kV Bauru	
SE 500 kV Colinas	Interligação Norte - Sudeste
SE 500 kV Serra da Mesa	

Embora o SMFS do ONS não esteja ainda em operação, o mesmo já utiliza dados de medição fasorial sincronizada no auxílio das análises de perturbações ocorridas no SIN, conforme a Tabela 3.1. Essa adição de informações no processo de estudo da perturbação está acrescentando informações valiosas para as algumas conclusões relacionadas ao desempenho do sistema diante de uma determinada perturbação.

O ONS estabeleceu uma parceria com a UFSC, e assim, está utilizando o SMFS Medfasee. Um software chamado *MedPlot* foi desenvolvido pelos especialistas da UFSC e possibilita o acesso do ONS aos dados desse sistema. Na Figura 3.5, está ilustrado a tela desse software.

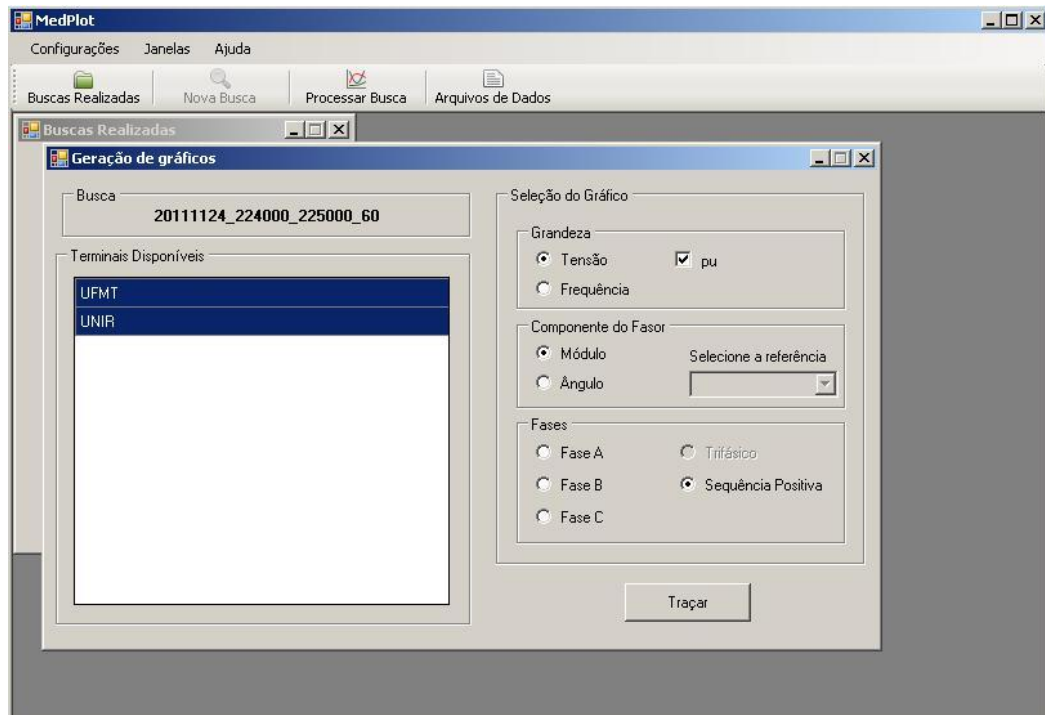


Figura 3.5 - Software desenvolvido pela UFSC (*MedPlot*) (Fonte:ONS)

### 3.3.2 América do Norte

O sistema elétrico norte americano é caracterizado pela divisão em subsistemas cujos são administrados por vários operadores independentes. Atualmente, é o país onde a tecnologia de medição fasorial sincronizada está mais desenvolvida com algumas aplicações implementadas e outras em fase de testes ou em desenvolvimento.

As principais empresas que contribuíram no desenvolvimento dessa tecnologia nos Estados Unidos foram a TVA, AEP, SCE e BPA. Os dois últimos, membros do *Western Electric Coordinating Council* (WECC), foram os destaques no desenvolvimento dessa tecnologia possuindo maiores avanços significativos em relação à utilização dos sistemas de medição fasorial [3].

A WECC engloba a costa Oeste dos Estados Unidos, Norte do México e Sul do Canadá. Esse sistema possui algumas características como transmissão em corrente contínua, dispositivos FACTS e transmissão em corrente alternada em longas distâncias. As oscilações de baixa frequência entre áreas presentes nesse sistema é uma das maiores preocupações, e, além disso, a desregulamentação do sistema elétrico norte americano aumentou a complexidade da operação e monitoração. Portanto, esses foram os principais agentes que estimularam o desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial nessa região [8].

O projeto WAMS foi iniciado em 1989 pela BPA, *Wester Area Power Administration* (WAPA) e Departamento de Energia dos Estados Unidos. As primeiras etapas envolveram algumas definições como a necessidade de melhorias na operação do sistema elétrico e consequentemente uma criação de um sistema amplo de medições para o melhor conhecimento das características do mesmo. As características dos dados de medição fasorial garantiam uma eficiência desejada na análise e no controle do sistema elétrico [3].

Nos anos posteriores o projeto WAMS continuou em desenvolvimento com a colaboração do *Electric Power Research Institute* (EPRI), *Virgina Tech*, *Cornell University* e laboratórios de pesquisa como *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL). Em meados da década de 90, a EPRI promoveu a instalação das primeiras unidades de medição fasorial comercialmente desenvolvidas nos sistemas participantes da WECC como BPA, SCE e WAPA. Assim iniciou-se o processo de desenvolvimento de um sistema de medição fasorial, aumentando o número de PMUs instaladas, instalação de concentradores de dados interligados e desenvolvimento de sistemas de transmissão de dados [8].

As aplicações utilizando dados de medição fasorial na região Oeste iniciaram-se nas análises dos registros realizados pelas PMUs cujos são úteis nas análises computacionais de perturbações, já que é possível saber o estado do sistema no momento anterior à ocorrência do evento e a correspondente sequência de eventos. Outra aplicação utilizada também inicialmente foi a validação de modelos dos componentes do sistema elétrico [8].

Em 2002, segundo [3], ocorreu o desenvolvimento pela *Californian Independent System Operator* (CAISO) de um sistema para análises pós-distúrbios nos centros de controle utilizando dados obtidos de medição das PMUs em conjunto com um sistema de monitoração dinâmica em tempo real (*Real-Time*



*Dynamic Monitoring System – RTDMS*). Há também registro de uma colaboração significativa da BPA, SCE e WAPA na continuidade do desenvolvimento da tecnologia de sistemas de análise de dados de medição fasorial sincronizada em tempo real, como por exemplo, a avaliação da estabilidade do sistema.

Na região Leste o desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial sincronizada foi influenciado pelo blecaute ocorrido em 2003 no Nordeste dos Estados Unidos e no Canadá. Na época desse acontecimento, existiam unidades de medição fasorial instaladas naquela região pela AEP. Assim, esses PMUs registraram esse evento e os dados obtidos foram utilizados posteriormente para estudos do blecaute com resultados satisfatórios. Posteriormente, foi formado o EIPP (*Eastern Interconnection Phasor Project*), um projeto de compartilhamento de dados de medição fasorial de PMUs instaladas na região do Leste, possuindo membros como a TVA e a AEP.

A partir de 2007, iniciou-se a formação da *North American SynchroPhasor Initiative* (NASPI), integrando e ampliando os sistemas do Leste e Oeste e abrangendo também o Canadá e México, visando a formação de um sistema de medição fasorial único. A NASPI é uma cooperação de diversas organizações dos Estados Unidos e pesquisadores com financiamento do Departamento de Energia dos Estados Unidos. Alguns dos principais objetivos da NASPI são: o avanço no desenvolvimento de dispositivos de medição fasorial, desenvolvimento dos sistemas de compartilhamento de dados e implementações de aplicações relacionadas à medição fasorial sincronizada [14].

Na Tabela 3.5 são apresentadas algumas aplicações da tecnologia de medição fasorial na América do Norte, exceto México, e na Figura 3.6 é apresentado o mapa com a localização das instalações de PMUs no sistema elétrico norte americano no ano de 2011.

Tabela 3.5 - Aplicações de PMUs na América do Norte [3]

<b>Aplicações de PMUs na América do Norte</b>
Monitorações de oscilações de baixa frequência
Validação de modelos para simulações computacionais
Monitoração das defasagens angulares
Monitoração da frequência e do fluxo de potência
Monitoração térmica das linhas de transmissão
Análises pós-distúrbio
Restabelecimento do sistema (verificação de sincronismo - <i>Synch Check</i> )

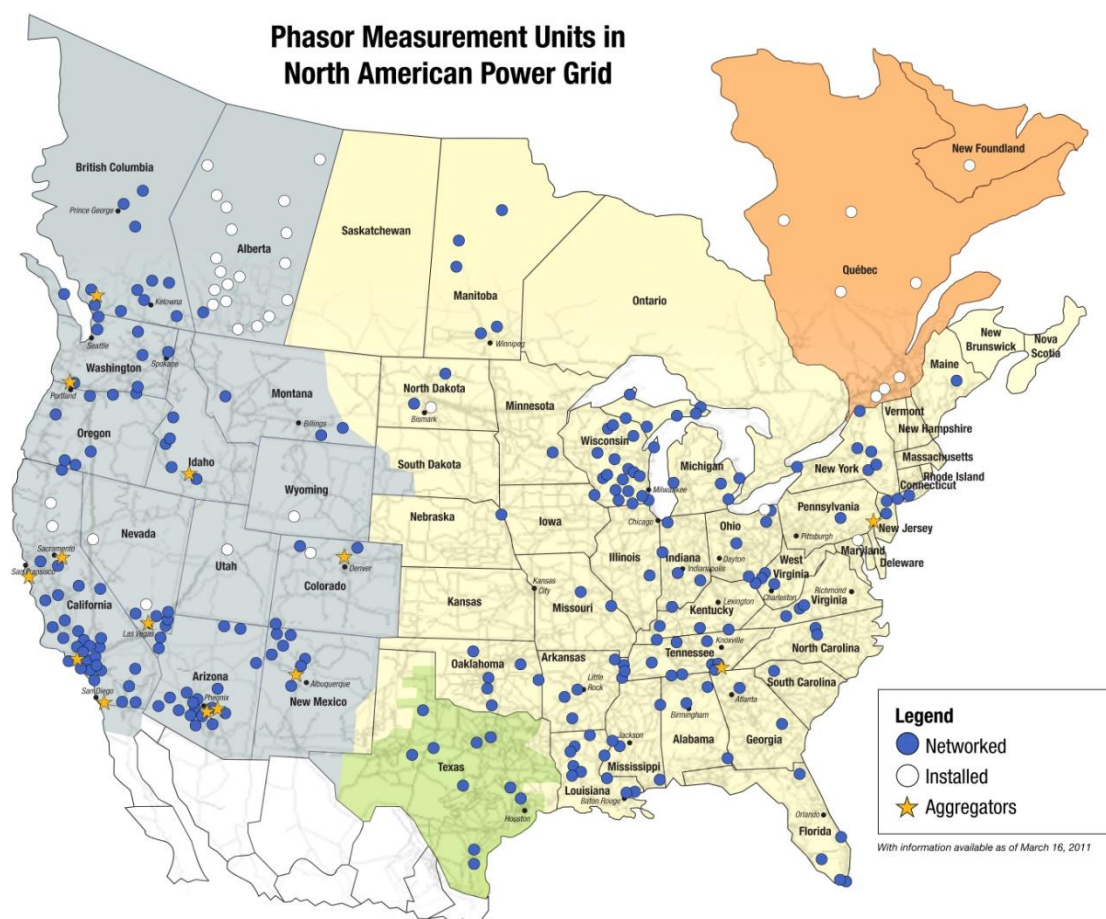


Figura 3.6 - Unidades de Medição Fasorial no NASPI em Março de 2011 [14]

### 3.3.3 México

O sistema elétrico nacional do México é dividido em três regiões que operam independentes [17]. Essas regiões são:

- ✓ Sistema Interligado Nacional;
- ✓ Sistema Elétrico do Norte da *Baja California*;
- ✓ Sistema Elétrico do Sul da *Baja California*.

A utilização da tecnologia de medição fasorial sincronizada no sistema elétrico mexicano iniciou-se na década de 90. A *Comission Federal de Electricidade* (CFE) foi a responsável pelo desenvolvimento de um projeto de um sistema de medição fasorial sincronizada no qual pode ser dividido basicamente em duas etapas [18].

A primeira etapa englobou instalações de algumas unidades de PMUs em alguns barramentos importantes do sistema elétrico, como centro de cargas com valores significativos e região de grande concentração de geração de energia. As primeiras aplicações desenvolvidas envolveram análises computacionais de perturbações ocorridas utilizando os dados registrados pelas PMUs e a validação de modelos de componentes elétricos do sistema.

A segunda etapa ocorreu de fato o início do desenvolvimento do sistema de medição fasorial sincronizada, mais conhecido como *Sistema de Medición Fasorial* (SIMEFAS). Assim essa fase envolveu toda a estruturação da arquitetura desse sistema e engloba o constante desenvolvimento e a implementação de novas aplicações. A seguir, são apresentadas algumas das principais características desse sistema [18]:

- ✓ Infraestrutura de comunicação em fibra ótica instalada;
- ✓ Sistema de dados integrado com o NASPI;
- ✓ Possibilidade da Integração de PMUs de diferentes fabricantes;
- ✓ Integração de PMUs, relés digitais e dispositivos de gravação de perturbação nos PDCs regionais.

O SIMEFAS, além de ter como objetivo as aplicações relacionadas a atividades de estudo e registro de eventos, possui também o objetivo de desenvolver aplicações em tempo real com a utilização do sistema de medição fasorial sincronizado. Algumas características citadas anteriormente são alguns fatores que contribuem para o desenvolvimento, permitindo a evolução e a implementação dessas aplicações em tempo real.

As aplicações utilizando o registro contínuo do sistema realizado pelo sistema de medição, tais como a validação de modelos de componentes do sistema elétrico, atualizações da base de dados dos programas de simulação computacional, observação de oscilações de baixa frequência, determinação de índices de desempenho do sistema através de curvas como P-V e Q-V e análises de perturbações foram algumas das primeiras aplicações do sistema de medição fasorial sincronizado. Essas aplicações permitiram um conhecimento melhor das características do sistema elétrico mexicano, como por exemplo, o comportamento de unidades geradoras, relés de proteção durante uma perturbação e a presença de oscilações de baixa frequência [18].

Essas aplicações desenvolvidas inicialmente foram fundamentais em um caso prático, ocorrido em 2005 no sistema elétrico do México. Nesse ano, ocorreu a interligação de dois sistemas que operavam independentes. Na ocasião, o Sistema Elétrico da região Noroeste foi incorporado ao atual Sistema Interligado Nacional. De acordo com [19], a utilização do sistema de medição fasorial sincronizado foi importante no auxílio do fechamento de paralelo entre as duas áreas, pois durante as primeiras tentativas de interligação, ocorreram sucessivas aberturas devido às oscilações com baixo amortecimento entre as áreas. Portanto, os dados oriundos do SIMEFAS, os quais registraram as oscilações ocorridas, foram úteis no estudo das origens e dos modos de oscilação desse evento e na determinação da influência dos principais geradores.

Nas aplicações em tempo real, a CFE espera obter um sistema com a capacidade de detectar e informar em tempo real aos operadores do sistema situações de instabilidade através do estabelecimento de alarmes. Esses alarmes serão programados para estabelecer limites operativos como potência ativa em uma interligação. A estimação de estados utilizando os dados do SIMEFAS encontra-se em fase de pesquisa. Conforme mencionado em [17], um PDC de alta tecnologia

será capaz de integrar todos os dados do sistema de medição fasorial ao centro de controle.

As aplicações relacionadas à proteção e controle no sistema elétrico do México estão em fase de desenvolvimento e testes. A dependência do sinal GPS é uma das dificuldades nas aplicações cuja tomada de decisão está vinculada aos dados obtidos pelo sistema de medição fasorial, pois a perda do sinal de sincronização interfere na eficiência do sistema de proteção.

De acordo com [19], existe um protótipo de aplicação na proteção de transformadores de instrumentos em que foram observadas explosões em certas regiões devido ao clima. Esse sistema informa através de alarmes, situações com possibilidades de explosão do equipamento.

### 3.3.4 China

A instalação de unidades de medição fasorial na China foi iniciada em 1995 pelo *Chinese Electric Power Research Institute* (CEPRI), utilizando a tecnologia de Taiwan, o sistema ADX3000. O ADX3000 possuía funções de medições fasoriais e entre 1995 e 2002, foram instalados entre 30 e 40 unidades. Os principais concentradores de dados do sistema de medição fasorial foram instalados nos sistemas do leste, sul, noroeste, na rede elétrica de Sichuan e no Poder Estatal do Centro de Despacho (SPDC) [3].

No ano de 2002, as empresas começaram a fabricar PMUs para suprir a demanda do sistema elétrico chinês. Posteriormente, a *State Grid*, empresa estatal chinesa do ramo de sistema de potência, elaborou padrões para a fabricação de PMUs e para o funcionamento das WAMS. Essa padronização foi necessária, para que os PMUs de fabricantes diferentes pudessem operar em um mesmo sistema de medição sem problemas de compatibilidade.

O sistema de medição fasorial chinês é composto por uma malha de WAMS regionais e provinciais cujas estações principais estão localizadas nos centros de despacho regionais e provinciais, englobando praticamente todo o território chinês. As estações principais são constituídas por um servidor de dados, um concentrador de dados e uma estação de aplicação avançada.

A estação de aplicação avançada engloba funções como registro do comportamento dinâmico do sistema e análises de oscilações de baixa frequência. De acordo com [20], as unidades de medição fasorial possuem alta velocidade de comunicação com as estações principais devido à rede privada desenvolvida pela *State Grid* e a estação de aplicação avançada acessa os dados do concentrador de dados via *LAN* ao invés da *ETHERNET*, diminuindo o tempo de atraso na comunicação. Entretanto, o concentrador de dados não se encontra no padrão IEEE C37.118. Na Figura 3.7, está ilustrado basicamente a arquitetura do sistema de medição fasorial da China.

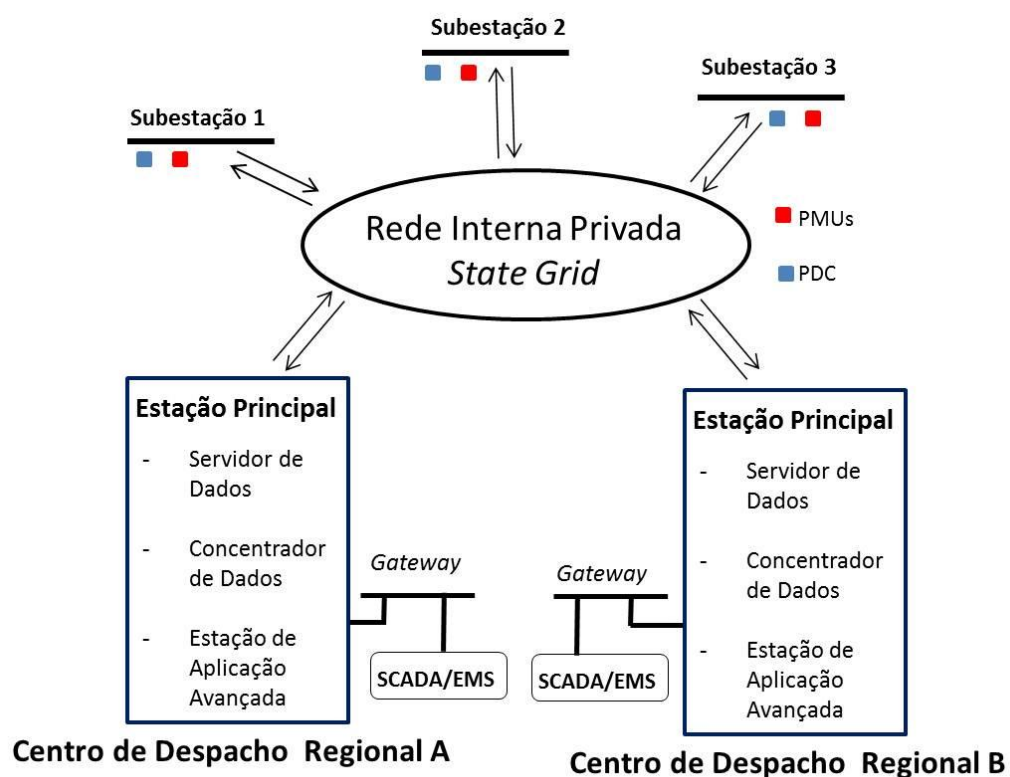


Figura 3.7 - Arquitetura básica do sistema de medição fasorial da China [20]

No final de 2007, a China já possuía em torno de 400 PMUs instaladas. As PMUs foram instaladas principalmente nos níveis de tensão de 500kV e 330kV nas subestações e nas usinas. A previsão para 2013, de acordo com o planejamento da rede elétrica chinesa, é a instalação de PMUs em todas as usinas com potência maior ou igual a 300MW e em todas as subestações de 500kV. A Figura 3.8 ilustra a evolução do número das unidades de medição fasorial no sistema elétrico chinês até março de 2007 [3].

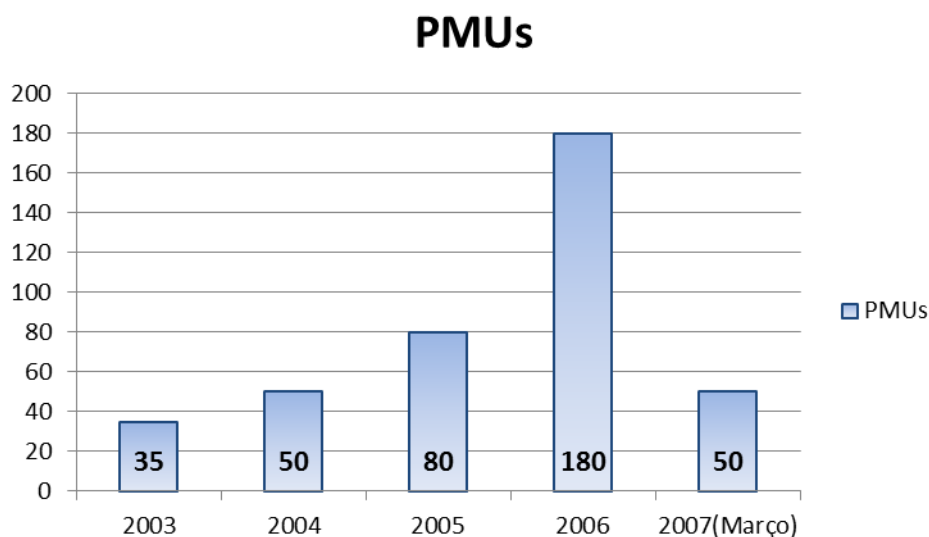


Figura 3.8 - PMUs instaladas na China

O sistema de medição fasorial na China desenvolve um papel importante nas análises de oscilações de baixa frequência, cujo é um problema severo na China devido às linhas de transmissão de longa distância e fracas interconexões. O principal objetivo é atuar no amortecimento dessas oscilações através da detecção com as PMUs e o desenvolvimento de uma lógica de realimentação nas interligações em corrente contínua. De acordo com [20], testes realizados com RTDS (*Real Time Digital Simulator*) mostraram resultados satisfatórios desse esquema de amortecimento e espera-se que seja a primeira lógica de controle utilizando medições fasoriais como realimentação do ponto de vista operacional na China.

A validação dos modelos dos componentes do sistema elétrico, cujos são essenciais nas simulações computacionais, está sendo testada no sistema elétrico do Nordeste da China. Assim, as medições fasoriais estão sendo utilizadas para a determinação e validação das características das cargas desse sistema elétrico do Nordeste e os resultados dos programas de simulação com a base de dados atualizada têm apresentado resultados melhores.

Outras aplicações envolvendo proteção e controle englobam proteção adaptativa, controle de frequência e tensão, etc. A proteção adaptativa tem como objetivo evitar as falhas de atuação dos relés e incorporar os efeitos sistêmicos no processo de tomada de decisão, o qual utiliza atualmente apenas medições locais [20].

Aplicações como estimadores de estado, controle de emergência e a avaliação da segurança também está em desenvolvimento [3].

### 3.3.5 Índia

O sistema de transmissão indiano é basicamente dividido em cinco regiões e está ilustrado na Figura 3.9. A região Norte, Leste, Oeste e Nordeste operam com um sistema síncrono com capacidade instalada aproximada de 90 GW. A região Sul opera de forma assíncrona, interligada com o resto do sistema através de *back-to-back* ou transmissão em HVDC, com uma capacidade instalada aproximada de 37 GW [3].

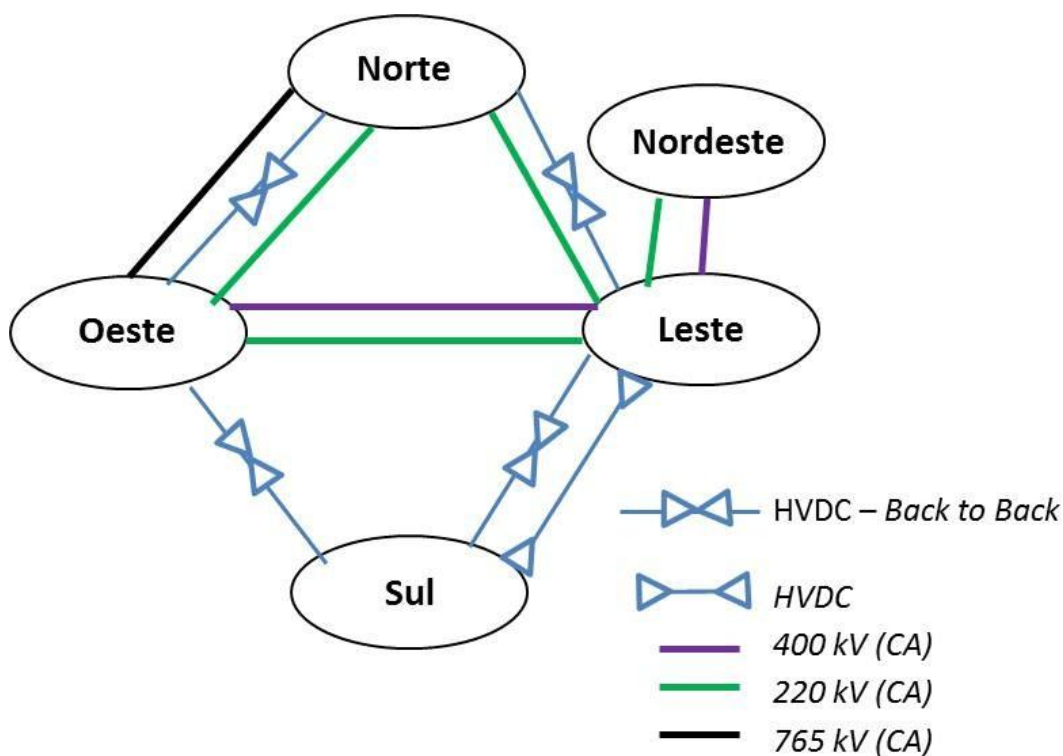


Figura 3.9 - Sistema Elétrico da Índia [3]

A rede elétrica indiana está se tornando cada vez mais complexa, com diversas usinas em construção com potência elevada principalmente distantes dos centros de carga. Assim entrarão em operação linhas de transmissão de energia a longas distâncias com elevada capacidade de transmissão de energia em corrente



alternada e contínua. A previsão é de que a demanda de energia na Índia em 2027 seja de 500 GW [3].

Um sistema de transmissão desse porte necessita de conhecimentos específicos como o de estabilidade angular, estabilidade de tensão, fluxo de potência e esquemas inteligentes de proteção e controle. Assim, a *Powergrid*, empresa estatal da Índia do setor de transmissão de energia, iniciou o desenvolvimento de WAMS com o padrão definido pelo IEEE.

O projeto indiano inicia com instalações de unidades de medição fasorial nos pontos mais críticos do sistema. Esse processo inicial é fundamental para a modelagem de partes do sistema elétrico como os reguladores das usinas e aplicações em estimadores de estado. Em seguida, outras unidades de PMUs serão instaladas em outros pontos da rede e os dados obtidos ficarão armazenados e compartilhados em diversos concentradores de dados, sendo um principal, através de um sistema de comunicação à fibra ótica. Finalmente, os dados obtidos através do sistema consolidado, serão também utilizados para o desenvolvimento de sistemas de proteção e controle [3].

### 3.3.6 Europa

O sistema elétrico atual europeu pode ser basicamente dividido em cinco grandes grupos: ATSOI (*Association of the Transmission System Operators of Ireland*), BALTSO (*Baltic Transmission System Operators*), ETSO (*European Transmission System Operators*), NORDEL, UCTE (*Union for the Coordinating of the Transmission of Electricity*) e UKTSOA (*UK Transmission System Operators Association*). Esses grandes grupos por sua vez formam a ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*).

A ENTSO-E, em operação desde julho de 2009, representa um total de 41 operadores dos sistemas de transmissão dessas regiões anteriormente citadas totalizando 34 países e possui atribuições e influências a nível continental. Assim, a ENTSO-E possui a responsabilidade de gerenciar as redes de transmissão de energia e garantir o comércio e o fornecimento de energia através das interligações entre as regiões, promovendo, entre outros, projetos de códigos de redes,

modernizações da rede elétrica e desenvolvimento de um programa de trabalho anual [21].

Os principais desafios são a segurança do sistema elétrico europeu, desenvolvimento da rede elétrica europeia interligada, implementação de um mercado de energia padronizado integrado e facilitar a integração de uma forma segura de novas fontes de energia renovável ao sistema elétrico europeu [21].

A seguir, na Figura 3.10, está representado graficamente os cinco principais componentes do ENTSO-E.

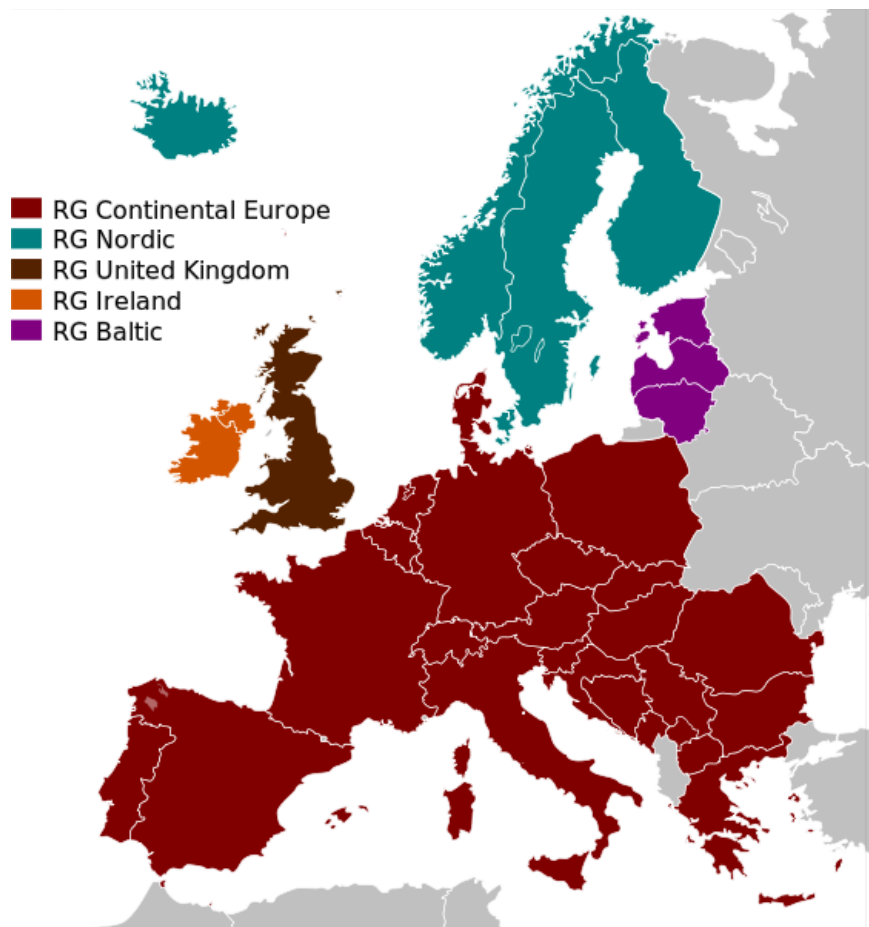


Figura 3.10 - ENTSO-E e suas principais regiões [22]

Na Tabela 3.6 é apresentada a descrição dos principais membros participantes da ENTSO-E.

Tabela 3.6 - Principais membros da ENTSO-E [21]

<b><i>Principais Grupos membros da ENTSO-E</i></b>		
<i>Grupo</i>	<i>Região</i>	<i>Países membros</i>
UCTE	Europa Continental	Austria, Bélgica, Bósnia e Herzegovina, Bulgária, República Tcheca, Croácia, Dinamarca (Oeste), França, Macedônia, Alemanha, Grécia, Hungria, Itália, Luxemburgo, Montenegro, Holanda, Polônia, Portugal, Romênia, Sérvia, Eslováquia, Eslovênia, Espanha e Suíça.
NORDEL	Países Nórdicos	Dinamarca (Leste), Finlândia, Noruega, Suécia e Islândia.
BALTSO	Países Bálticos	Estônia, Lituânia e Letônia.
UKTSOA	Reino Unido	Grã-Bretanha
ATSOI	Irlanda	Irlanda, Grã-Bretanha

A seguir, são apresentadas informações encontradas sobre a tecnologia de medição fasorial sincronizada no sistema elétrico europeu.

### 3.3.6.1 Países Nórdicos

O NORDEL, fundado em 1963, é composto pelos operadores dos sistemas elétricos dos países nórdicos, os quais são: Dinamarca, Finlândia, Noruega, Suécia e Islândia. Um dos objetivos principais é o estabelecimento de um mercado de energia eficaz entre os países membros buscando uma operação eficiente e um desenvolvimento constante [21].

O sistema elétrico nessa região apresenta algumas características como grandes intercâmbios entre os países membros e linhas longas em corrente alternada compensadas com capacitor série variável. A matriz energética possui grande diversidade com destaques para o grande percentual de energia eólica na Dinamarca. Nos últimos anos, os investimentos na tecnologia de medição fasorial sincronizada nessa região se intensificaram e segundo [3], atualmente, todos os operadores dos sistemas de transmissão do NORDEL possuem unidades de

medição fasorial instaladas nos seus respectivos sistemas. As informações a seguir relativas aos países nórdicos foram todas retiradas de [3].

A Noruega iniciou suas atividades em 2000 e possui grande experiência no que diz respeito à tecnologia PMU. O sistema de medição fasorial sincronizada é integrado ao sistema SCADA e brevemente, um projeto relacionado a controle de amortecimento com compensadores estáticos de reativos utilizando dados de medições fasoriais entrará em operação.

A Finlândia possui diversas unidades de medição fasorial instaladas em sua rede elétrica, as quais são utilizadas basicamente para monitoração de perturbações e variações de carga. Aplicações como monitoração de oscilações subsíncronas, amortecimento de oscilações entre áreas utilizando SVC (*Static Voltage Compensator*) e *links* HVDC com dados da medição fasorial e monitoração dinâmica do comportamento de geradores e parques eólicos estão em fase de desenvolvimento. Os novos empreendimentos como uma nova unidade geradora de 1600 MW na usina nuclear *Olkiluoto* e a interligação em HVDC com a Suécia intensificaram o desenvolvimento dessa tecnologia nesse país.

A Noruega e Finlândia possuem um sistema comum de compartilhamento de dados de medição fasorial, no qual todas as unidades de medição fasorial instaladas na Noruega são acessíveis da Finlândia e vice-versa. Esse sistema é muito útil na monitoração das oscilações que ocorrem entre esses dois sistemas.

A Dinamarca possui unidades de medição fasorial instaladas em seus sistemas com aplicações envolvendo monitoração de perturbações e utilização desses dados para estudo em simulações computacionais, permitindo o conhecimento mais profundo do sistema. A interligação com a Alemanha é um exemplo de monitoração que está sendo realizada. Futuramente, a Dinamarca espera também monitorar as usinas, temperatura das linhas de transmissão e a estabilidade do sistema elétrico.

A Suécia está em processo de instalação de PMUs pelo operador *Svenska Kraftnat* em seus principais barramentos visando o estabelecimento de um sistema de medição fasorial sincronizado integrado ao sistema SCADA. Inicialmente, espera-se utilizar esse sistema de medição nas análises de perturbações e posteriormente utilizá-lo nos centros de controle para monitoração em tempo real e estimação de estados.

A Islândia possui um sistema de medição fasorial sincronizada com sete unidades de PMUs instaladas administradas pelo operador *Landsnet*. Os dados enviados para o centro de controle nacional são utilizados na monitoração em tempo real do amortecimento de oscilações e também são utilizados nos ajustes dos estabilizadores do sistema de transmissão de energia. Essas aplicações são importantes, pois as oscilações no sistema elétrico são relevantes, já que a Finlândia possui uma rede elétrica fraca.

#### 3.3.6.2 Europa Continental

Os países da Europa Continental, componentes do *UCTE*, possuem um grande número de unidades de medição fasorial instaladas em sua rede de transmissão de energia. O sistema de medição fasorial sincronizado está em expansão e é incorporado ao sistema SCADA. O sistema também é interligado, ou seja, os dados obtidos são compartilhados entre os centros de controle de cada país. Outras características importantes que podem ser citadas são: pequeno intervalo entre duas medições (20-100ms), sistema de sincronização temporal eficiente e alta precisão nas medições de corrente e tensão [3].

Os dados obtidos através dos PMUs são utilizados para validação de modelos de componentes do sistema elétrico, monitoração de oscilações entre áreas com baixo amortecimento, monitoração das diferenças angulares das tensões nos barramentos do sistema, monitoração da temperatura da linha de transmissão e monitoração da estabilidade de tensão [3].

## 4 Metodologia de Reprodução de Perturbações

Este capítulo apresenta uma proposta de metodologia para a reprodução de perturbações através de simulações digitais, tendo como suporte grandezas obtidas a partir de unidades de medição fasorial sincronizadas.

A reprodução de perturbações é uma ferramenta valiosa no ambiente de planejamento, podendo ser utilizada na análise das perturbações propriamente ditas e também na validação de modelos. A reprodução do distúrbio pode auxiliar no ajuste de controles e sistemas especiais de proteção e no aperfeiçoamento da modelagem do sistema, resultando em estudos de melhor qualidade e confiabilidade.

### 4.1 Processo de Reprodução de Perturbações

A reprodução de perturbações consiste em realizar simulações digitais que produzam os resultados verificados em campo, seguindo a sequência de eventos ocorrida no sistema. Neste sentido, quatro pontos são fundamentais para dar início ao processo:

- ✓ Acesso às grandezas medidas no campo durante o distúrbio avaliado;
- ✓ Conhecimento do ponto de operação do sistema no momento do distúrbio avaliado;
- ✓ Informações sobre a atuação de dispositivos de proteção e sistemas de controle de emergência, incluindo a sequência de ocorrência;
- ✓ Modelagem fiel do sistema elétrico, abrangendo modelos da rede (parâmetros de linhas e transformadores), cargas, máquinas e seus controles e ajustes e representação dos esquemas de proteção.

Uma vez conhecidas as informações e dados acima, parte-se para a montagem de um caso base de fluxo de potência, que deverá representar, da melhor maneira possível, o ponto de operação antes da ocorrência da perturbação. Em seguida, são realizadas as simulações e os resultados são confrontados com aqueles observados em campo.

O acesso às grandezas medidas no campo durante o distúrbio que será avaliado é fundamental para a comparação com a resposta da simulação. Portanto, é necessário ter acesso aos dados registrados de um SMFS, ou seja, as tensões nas fases e de sequência positiva, frequência e defasagens angulares.

O ajuste do ponto de operação pré-falta do sistema elétrico é uma questão muito importante. Assim, a precisão do ajuste do caso no programa computacional de fluxo de potência está diretamente relacionada com a qualidade do resultado final. Os dados necessários para esse ajuste estão disponíveis nos sistemas de aquisição de dados onde podem ser encontradas diversas informações do sistema. Essas informações podem englobar tensões nos barramentos, fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão e transformadores, despacho das usinas, etc.

As informações específicas ocorridas durante a perturbação, tais como a atuação de dispositivos de proteção, sistemas de controle de emergência e a sequência de eventos são registradas em documentos específicos do agente operador. Além disso, podem ser fornecidas também informações da situação do sistema antes do determinado defeito, registros de campo realizados pelos Agentes, avaliação do desempenho do sistema e dos dispositivos de proteção, etc. Uma grande dificuldade relacionada ao registro das informações está no fato de que, em um mesmo distúrbio, podem ocorrer inúmeros eventos dentre os quais alguns podem não ser registrados pelos sistemas de monitoração e medição.

A qualidade da modelagem do sistema que está sendo estudado também influencia diretamente na qualidade dos resultados das simulações. Assim, é necessário ter modelos matemáticos validados na base de dados para garantir a confiabilidade da simulação.

A base de dados é encontrada nos órgãos responsáveis pelo planejamento do sistema. Portanto, através da consulta ao banco de dados, é possível obter a modelagem dos componentes do sistema elétrico baseados em um determinado programa de simulação computacional.

Pelo exposto acima, pode-se afirmar que o processo de reprodução de uma perturbação requer um grande volume de dados e informações e implicará em um processo de ajuste do caso base que demandará um tempo relativamente elevado. Entretanto, o sucesso da simulação computacional, ou seja, a proximidade com a

resposta medida pelo SMFS está diretamente relacionada com o nível de detalhamento no qual esse ajuste é realizado.

No processo de ajuste do caso base podem ocorrer diversos problemas, tais como violações de tensão nos barramentos e da capacidade das máquinas, podendo até ocorrer situações de divergência do ponto de operação do caso base. Assim, nem sempre é trivial representar as informações obtidas nos sistemas de aquisição de dados no programa de simulação. Essa complexidade pode estar relacionada com a dificuldade de convergência do método de solução do fluxo de potência, especialmente em redes fracas [23].

Na seção seguinte é apresentada uma metodologia com o objetivo de padronizar e sequenciar as ações necessárias para uma reprodução satisfatória de um evento real, tornando mais fácil esse processo complexo.

## 4.2 Metodologia Proposta

A metodologia de reprodução de eventos pode ser dividida em três processos principais: a análise, a simulação e a comparação. Cada um desses processos pode ser dividido em avaliações de regime permanente e dinâmicas. A avaliação de regime permanente é realizada primeiramente e tem como resultado o caso base de fluxo de potência representando o ponto de operação do sistema antes da perturbação cujo é utilizado na avaliação dinâmica.



### 4.2.1 Simulação em Regime Permanente

Na Figura 4.1, é apresentado um fluxograma com os procedimentos necessários para o ajuste do caso base de fluxo de potência.

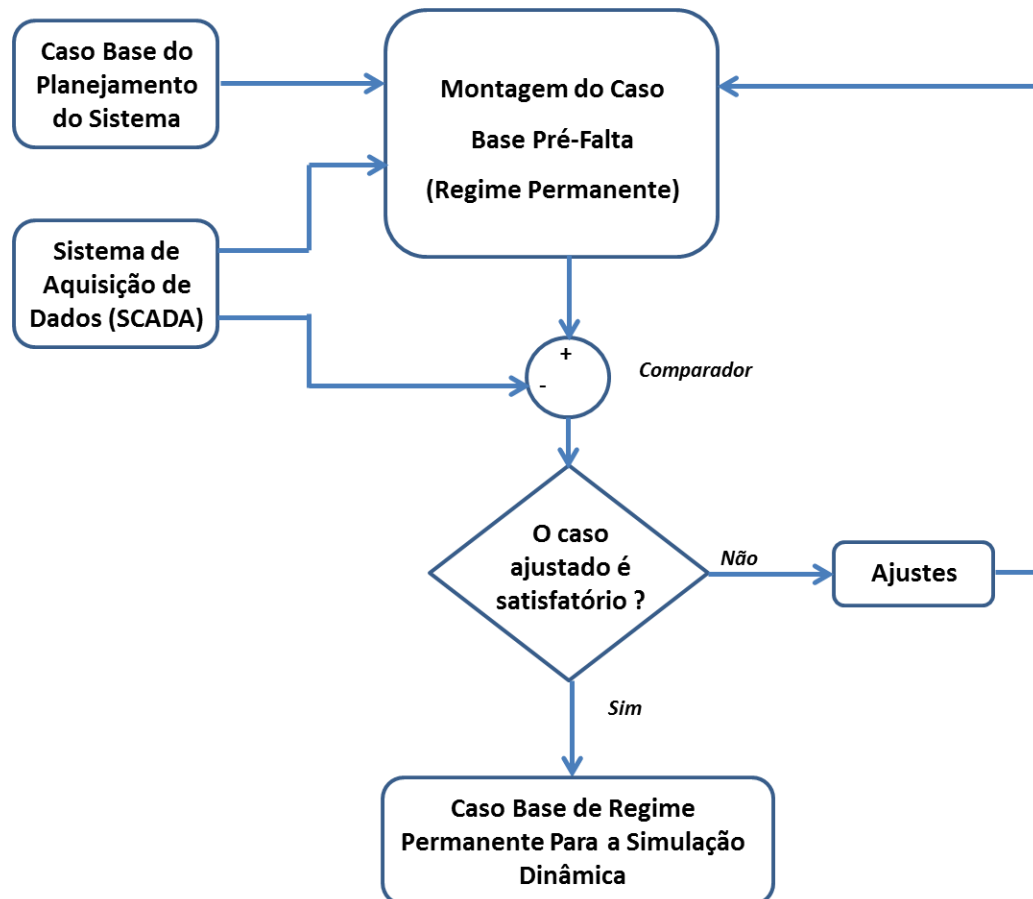


Figura 4.1 - Fluxograma das etapas para o ajuste do caso base - Regime Permanente

Inicialmente é necessário ter acesso às informações provenientes da base de dados e do sistema de aquisição de dados.

A base de dados engloba um caso de fluxo de potência genérico para um determinado período do dia, englobando os diferentes pontos da curva de carga, podendo estar referenciado, por exemplo, a um período anual ou mensal. Esse caso possui um ponto de operação ajustado pela equipe de planejamento com a representação de linhas de transmissão CC e CA, transformadores, máquinas, dispositivos de compensação reativa e os limites impostos ao sistema, como por exemplo, a tensão nos barramentos e a capacidade das usinas.

Assim, após a obtenção dos registros do sistema de aquisição de dados e do caso base de fluxo de potência do planejamento é possível iniciar a montagem do caso base. O ajuste do cenário base escolhido está totalmente relacionado com o critério escolhido para a simulação. Esse critério envolve uma escolha adequada das grandezas julgadas importantes para a simulação dinâmica do determinado evento. Neste sentido, as seguintes grandezas são consideradas importantes na resposta dinâmica do sistema:

- ✓ Potência ativa despachada das principais usinas;
- ✓ Fluxo de potência ativa nos principais transformadores;
- ✓ Fluxo de potência ativa nas principais linhas de transmissão e interligações;
- ✓ Tensão nas principais barras.

Os ajustes realizados em relação à potência ativa têm como objetivo reproduzir o carregamento dos circuitos e o despacho de cada máquina no instante da perturbação. Essa medida é importante para a reprodução do desequilíbrio entre carga e geração, influenciando na excursão da frequência, por exemplo.

Os ajustes relacionados à tensão têm como objetivo reproduzir os fluxos de potência reativa nos circuitos, e assim, estabelecer o ponto de operação das máquinas e dos dispositivos de controle de tensão o mais próximo possível da realidade. As máquinas são fundamentais no desempenho dinâmico do sistema, pois são responsáveis pelo controle da frequência e colaboram também para o controle de tensão.

Conforme descrito na Seção 4.1, a proximidade do ponto de operação ajustado no programa em relação ao ponto de operação registrado pelo sistema de aquisição de dados algumas vezes pode ser limitada pela dificuldade de convergência da solução do fluxo de potência, especialmente em redes fracas [23].

Portanto, é necessário realizar os ajustes de forma que o caso represente o ponto de operação do sistema, porém evitando que fique próximo dos limites de violação estipulados para o sistema sob estudo.

É importante também observar que os ajustes devem ser equilibrados, ou seja, não é convencional, por exemplo, ajustar os fluxos de potência ativa

praticamente igual às medições a custo da degradação das tensões. Essa situação ocorre principalmente em redes fracas na qual a sensibilidade aos ajustes é maior.

Outro ponto importante também é o julgamento da relevância dos ajustes. Assim, primeiramente é ideal concentrar os ajustes nas principais usinas, nas interligações do sistema, linhas de transmissão com capacidade elevada de transmissão e barras importantes do sistema. Esse critério considera a influência direta desses itens no desempenho dinâmico do sistema. Outros ajustes mais pontuais, como despacho de usinas menores, são realizados de forma a refinar o caso base de fluxo de potência e obter um resultado mais próximo do real na simulação dinâmica, a qual será descrita na Seção 4.2.2.

Em seguida é preciso realizar uma comparação do ponto de operação final obtido com o ponto de operação real. De acordo com as considerações anteriores, é preciso avaliar quantitativamente as diferenças e assim tomar a decisão se o ponto de operação ajustado é satisfatório ou não.

Caso seja afirmativo, o processo de regime permanente está concluído e consequentemente pode-se iniciar o processo da simulação dinâmica. Caso contrário, é necessário decidir as possíveis alterações que ainda podem ser feitas para refinar o ajuste do caso base.

## 4.2.2 Simulação Dinâmica

Na Figura 4.2, é apresentado um fluxograma com as etapas necessárias para a simulação dinâmica de um determinado distúrbio, dando prosseguimento ao processo descrito na Seção 4.2.1.

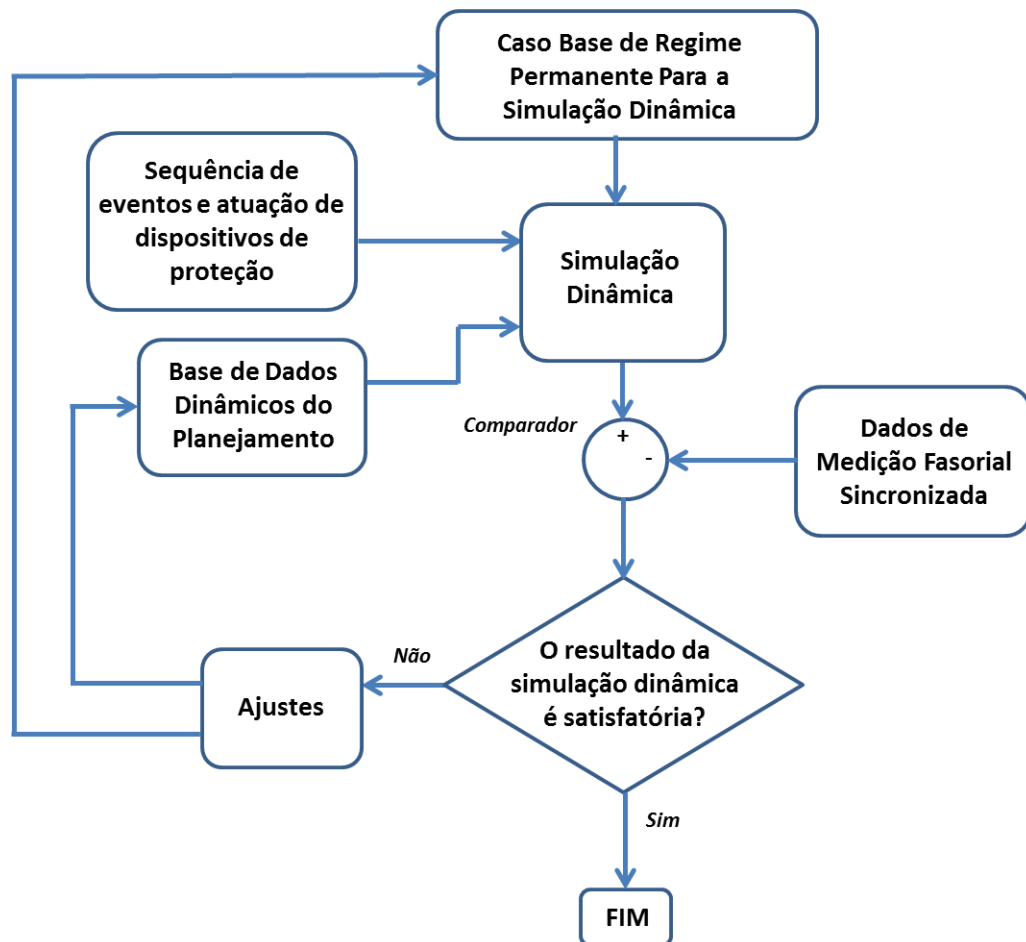


Figura 4.2 - Fluxograma das etapas para a simulação dinâmica

O passo inicial para o início da simulação dinâmica é a obtenção das informações relacionadas à sequência dos eventos e a atuação dos dispositivos de proteção, base de dados dinâmicos do sistema e o caso base de fluxo de potência ajustado.

A sequência de eventos e a informação sobre a atuação dos sistemas de proteção são fundamentais para a configuração da simulação dinâmica. Assim, é possível sequenciar os eventos na simulação conforme ocorrido no campo e as

atuações ocorridas do sistema de proteção e os seus ajustes, como por exemplo, o valor dos cortes de carga realizados.

A base de dados dinâmicos pode ser encontrada através da consulta aos órgãos responsáveis pelo planejamento do sistema, da mesma forma para o caso base de fluxo de potência. A modelagem dos componentes do sistema do ponto de vista dinâmico é fundamental para resposta da simulação computacional. Algumas das modelagens que são necessárias são:

- ✓ Modelos de carga representados pelas parcelas de impedância, corrente e potência constante;
- ✓ Unidades geradoras de usinas hidrelétricas, térmicas e eólicas;
- ✓ Sistemas de excitação das máquinas, englobando reguladores de tensão e estabilizadores de sistemas de potência;
- ✓ Reguladores de velocidade e das turbinas das máquinas;
- ✓ Dispositivos FACTS;
- ✓ Sistemas de corte de carga;
- ✓ Proteções de sobretensão, subtensão, perda de sincronismo, etc.

Portanto, essas informações da base de dados são fundamentais para a confiabilidade na representação de eventos reais ocorridos em um sistema elétrico através das simulações computacionais.

Finalmente, após a realização das etapas anteriormente citadas, é realizada a simulação propriamente dita em um programa de simulação computacional de transitórios eletromecânicos. Em seguida, é realizada a comparação dos resultados obtidos nas simulações com os registros realizados pelo SMFS, considerando diversos aspectos qualitativos e quantitativos.

Os aspectos qualitativos estão relacionados à semelhança entre os resultados obtidos na simulação e a resposta medida em campo. Os aspectos quantitativos estão relacionados com a diferença de valores assumidos pela resposta obtida na simulação e a medição do campo.

Assim, é possível avaliar se os resultados estão próximos da realidade, ou seja, se a resposta do sistema está compatível ao que ocorreu no sistema real. Caso o resultado seja satisfatório, o processo está concluído. Caso a resposta esteja incompatível, é necessário considerar a possibilidade de refinar ainda mais o ajuste

do caso base. Outra possibilidade é verificar alguns itens importantes da base de dados dinâmicos como as modelagens das cargas e os ajustes dos sistemas de corte de carga cujos influenciam diretamente na resposta em cenários de desequilíbrio entre carga e geração. O valor de carga cortado é encontrado em documentos específicos relacionados ao evento ocorrido e a modelagem de carga é um conjunto de informações provenientes dos Agentes e contém incertezas. Essas incertezas englobam tanto a variação do valor das cargas como a variação das características das mesmas, que podem ocorrer ao longo de um dia, por exemplo.

Portanto, o processo de reprodução de uma perturbação exige a obtenção de diversas informações e um complexo ciclo de ajustes de caso base de fluxo de potência e simulações dinâmicas. O término desse processo depende muito da precisão requerida nos resultados a qual está diretamente relacionada com o nível de refinamento dos ajustes.

## **5 Resultados**

Este capítulo apresenta inicialmente as fontes de dados utilizadas nas simulações realizadas. Assim é apresentado o SMFS utilizado e suas principais características, a base de dados de regime permanente e dinâmico e os programas de simulação computacional de análise em regime permanente e de transitórios eletromecânicos.

Posteriormente é realizada uma descrição da área estudada com as principais barras. Além disso, é realizada uma descrição de cada evento analisado considerando todos os fatores importantes para a simulação.

Finalmente são apresentados os resultados obtidos e as correspondentes comparações e análises.

## 5.1 Sistema de Medição Fasorial Sincronizada Utilizado

O projeto MedFasee, desenvolvido pela UFSC, foi o Sistema de Medição Fasorial Sincronizada utilizado nesse trabalho. Esse projeto foi desenvolvido para divulgar e desenvolver a tecnologia de medição fasorial no sistema elétrico brasileiro e atualmente contempla quinze unidades de medição fasorial instaladas na baixa tensão de universidades parceiras nesse projeto englobando todas as cinco regiões do Brasil.

Os dados registrados são enviados para o concentrador de dados localizado na UFSC com uma taxa de 60 fasores por segundo, garantindo uma precisão adequada nos dados medidos.

Os dados armazenados pelo PDC foram acessados através de uma interface gráfica desenvolvida por especialistas da UFSC para o ONS, chamado *Medplot*, apresentado na Figura 3.5. Atualmente, o ONS possui uma parceira com o Projeto MedFasee na qual possui o direito de ter acesso aos dados registrados pelas PMUs, inclusive em tempo real. Através dessa interface, é possível acessar as seguintes variáveis do sistema:

- ✓ Módulo das tensões nas fases em Volts e em pu;
- ✓ Módulo da tensão de sequência positiva em Volts e em pu;
- ✓ Defasagem angular entre as tensões do sistema;
- ✓ Frequência.

Algumas possíveis diferenças nas grandezas medidas em relação à rede básica ( $\geq 230$  kV), já que as PMUs estão instaladas na baixa tensão, podem ocorrer devido a alguns fatores como quedas de tensão, defasagem introduzida pelos transformadores, etc. Entretanto é possível obter, para um determinado evento, uma análise qualitativa satisfatória dos módulos das tensões e das defasagens angulares. A frequência considerada é a mesma do sistema de transmissão.

## 5.2 Base de Dados e Programas de Simulação Utilizados

O Relatório de Análise de Perturbação (RAP), realizado pelo ONS e os Agentes envolvidos em uma determinada perturbação, apresenta diversas informações importantes sobre a região na qual ocorreu a perturbação como o despacho das principais usinas, fluxos de potência ativa nas principais linhas de transmissão, sequência dos eventos, avaliação dos sistemas de proteção, Esquemas Regionais de Alívio de Carga (ERAC) com a quantificação dos montantes de carga cortados e avaliação do desempenho dinâmico do SIN. Essas informações são importantes tanto no início do processo de simulação quanto na avaliação dos resultados em relação às medições realizadas em campo pelas PMUs.

Os programas de simulação na área de sistemas de potência utilizados para esse trabalho foram o ANAREDE e o ANATEM, ambos desenvolvidos pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Esses programas são referência no mercado de sistemas de potência, destacando-se pela sua eficiência e confiabilidade e são utilizados por diversas empresas como ONS, EPE (Empresa de Pesquisa Energética), ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), etc.

O ANAREDE foi o software utilizado nas análises de regime permanente (fluxo de potência). Inicialmente é realizado o ajuste do caso base no programa ANAREDE utilizando as informações disponibilizadas na base de dados do ONS. Na base de dados do ONS, é possível obter cenários de regime permanente do SIN com intervalos de até um mês com os diversos períodos de carga no sistema que ocorrem em um mesmo dia.

As variáveis citadas anteriormente englobam principalmente a região da ocorrência da perturbação, já que o SIN é um sistema bastante extenso tornando esse tipo de ajuste muito complexo. Nesse trabalho, foram escolhidas perturbações da região Acre-Rondônia, que será detalhada no capítulo seguinte. Portanto, o ajuste se dá a partir da Interligação Acre-Rondônia com o SIN em direção ao interior do sistema Acre-Rondônia.

As informações necessárias para esses ajustes foram retirados do RAP e principalmente do software *PI – Process Book*. O software PI é um programa que acessa dados provenientes dos registros realizados pelo sistema de aquisição de



dados do SIN. Portanto, foi possível ter acesso às informações necessárias para a configuração do sistema em regime permanente na situação anterior ao defeito.

Após a configuração do caso base, foi utilizado o programa ANATEM para simular a perturbação e verificar o desempenho dinâmico do sistema. O ONS também disponibiliza na base de dados a modelagem dinâmica dos sistemas de proteção e dos componentes do sistema elétrico, já mencionados na Seção 4.2.2, que possuem grande influência na resposta dinâmica do sistema.

## 5.3 Descrição dos Eventos Estudados

### 5.3.1 Região Acre-Rondônia

A Interligação Acre-Rondônia é composta pela linha de transmissão Jauru-Vilhena com dois circuitos de 230kV. Ela é responsável pela conexão do sistema elétrico do Acre e Rondônia com o SIN, e assim, colaborando para a redução de geração térmica nessa região. Na Figura 5.1, é apresentado um diagrama básico do sistema de transmissão nessa região no período em que ocorreram as perturbações a serem analisadas, considerando apenas o tronco principal de 230kV e as principais usinas dessa área.

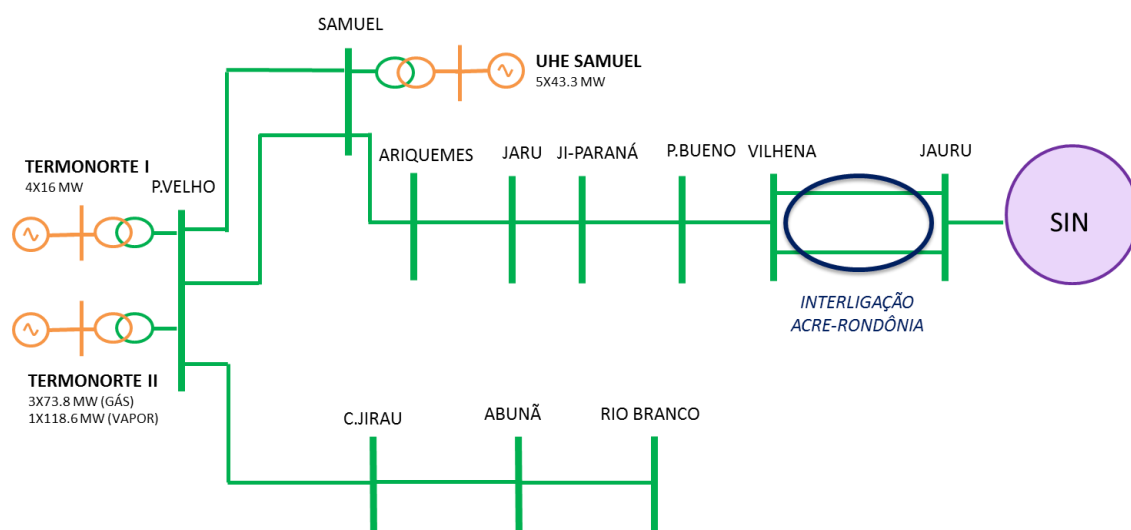


Figura 5.1 - Sistema Elétrico do Acre-Rondônia

Uma observação importante a ser feita é que na época dos eventos estudados as usinas do Rio Madeira, que hoje se conectam na barra de 500kV em Porto Velho, não estavam em operação. Além disso, atualmente o tronco de 230kV possui circuito duplo em toda a sua extensão, ou seja, de Jauru até Rio Branco.

### 5.3.2 Perturbação I – Perda da Interligação 230kV Acre-Rondônia – 24/11/2011 às 13h53min

A primeira perturbação analisada ocorreu no dia 24/11/2011, às 13h53min, envolvendo um problema em uma unidade geradora na UTE Termonorte II ocasionando a abertura da LT 230kV Pimenta Bueno – Ji-Paraná. A seguir, são apresentadas algumas tabelas referentes ao estado do sistema antes da perturbação através da consulta em [24]. Na Tabela 5.1 são apresentados os valores do despacho das usinas da região do Acre-Rondônia.

Tabela 5.1 - Geração do sistema Acre-Rondônia– Perturbação I

<b>Usinas</b>	<b>Geração [MW]</b>
<i>UHE Samuel (UG1 e UG5)</i>	43,00
<i>UHE Rondon II (UG1 e UG3)</i>	30,00
<i>UTE Termonorte I (4 UGs)</i>	64,00
<i>UTE Termonorte II</i>	246,26
<i>PCHs na SE Vilhena</i>	28,82
<i>PCHs na SE Pimenta Bueno</i>	4,20
<i>PCHs na SE Ji-Paraná</i>	10,00

Na Tabela 5.2 são apresentados os valores das cargas dos dois Agentes de distribuição no instante da ocorrência da perturbação.

Tabela 5.2 - Cargas no sistema Acre Rondônia – Perturbação I

<b>Agentes de distribuição</b>	<b>Carga [MW]</b>
CERON <sup>(1)</sup>	400,9
ELETROACRE <sup>(2)</sup>	115,1
<b>(1) - CERON:</b> Eletrobras Distribuição Rondônia <b>(2) - ELETROACRE:</b> Eletrobras Distribuição Acre	

Um ponto importante a ser destacado é o ERAC. Essa lógica de proteção tem como finalidade cortar um valor de carga de uma determinada área em função da queda de frequência em situações de desequilíbrio entre geração e carga. O ERAC da área Acre-Rondônia está dividido em cinco estágios os quais estão relacionados a um determinado valor de frequência.

Portanto, quando a frequência atinge o valor determinado para um estágio do ERAC, o mesmo entra em operação e a após o tempo de atuação dos relés e disjuntores são realizados os cortes de carga. Na Tabela 5.3, é apresentado os ajustes do ERAC definidos pelo ONS para a área Acre-Rondônia.

Tabela 5.3 - Ajustes do ERAC para a área Acre-Rondônia

<b>ERAC: Acre-Rondônia</b>		
Estágio	Ajuste	Percentual de carga rejeitada
1°	58,5 Hz	15%
2°	58,2 Hz	10%
3°	57,9 Hz	10%
4°	57,7 Hz	10%
5°	57,5 Hz	10%

A perturbação teve início na UTE Termonorte II, na unidade a gás 1 (TG1). A mesma operava fora do ciclo combinado com um despacho de 73,13MW, quando um problema de perda gradativa de torque mecânico na turbina reduziu a sua potência de saída à zero.

Consequentemente, as outras unidades a gás (TG2 e TG3) e a vapor (ST1) aumentaram o seu despacho para compensar essa diminuição, já que a usina passou a operar em modo controle de frequência constante quando a frequência alcançou 59,5Hz. Nesse cenário, as unidades a gás ficaram com um valor de despacho acima da potência nominal. O fluxo na interligação também sofreu um aumento de 124MW para 240MW, com o sistema Acre-Rondônia importador (RACRO), para suprir o déficit restante [24].

Após o aumento considerável do fluxo de potência ativa na interligação Acre-Rondônia, alcançando um valor máximo em torno de 240MW, as usinas locais entraram em processo de perda de sincronismo com as usinas restantes do SIN. Assim, ocorreu a atuação da Proteção para Perda de Sincronismo (PPS) desta interligação localizada na subestação de Ji-Paraná, resultando na abertura da LT 230kV Ji-Paraná- Pimenta Bueno, ou seja, a separação do sistema Acre-Rondônia do SIN, exceto as subestações de Vilhena e Pimenta Bueno que permaneceram conectadas ao SIN.

A operação do sistema Acre-Rondônia separado do SIN acarretou em um desequilíbrio entre carga e geração nessa área, ocorrendo um cenário de subfrequência com um valor mínimo de aproximadamente 57,60Hz. Consequentemente, houve a atuação dos quatro primeiros estágios do ERAC da região, rejeitando 59,31MW de cargas da Eletrobras Distribuição Acre (ELETROACRE) e de 165MW da Eletrobras Distribuição Rondônia (CERON). Além disso, também ocorreu o desligamento automático dos estabilizadores de sistemas de potência (PSS – Power System Stabilizer) da UHE Samuel e UTE Termonorte II devido a uma variação maior que 0,3 Hz.

Enquanto o sistema passava por um processo de recuperação da frequência, a proteção de subexcitação da usina Termonorte I desligou as quatro unidades rejeitando 64MW de geração, e assim a frequência entrou novamente em um processo de queda atingindo um valor mínimo de aproximadamente 57,10 Hz.

Consequentemente houve a atuação do 5º estágio do ERAC, aumentando o corte de carga na ELETROACRE em 13,25MW. O 5º estágio do ERAC na CERON não atuou. Durante o distúrbio, houve também desligamentos de pequenas centrais hidrelétricas (PCH), como a PCH Primavera, e da UHE Rondon II.

A seguir, é apresentado um resumo dos eventos ocorridos nessa perturbação [24].

- ✓ Início da perturbação com redução a zero de geração na unidade geradora a gás (TG1) da UTE Termonorte II, com desligamento da unidade 4 segundos depois;
- ✓ Abertura da LT 230kV Ji-Paraná-Pimenta Bueno em aproximadamente 1,2 segundos após o início da perturbação;

- ✓ Desligamento das duas unidades na UHE Rondon II em aproximadamente 4,3 segundos após o início da perturbação, rejeitando um valor de 30MW de geração (A UHE Rondon II após a abertura da interligação Acre-Rondônia ficou conectada ao SIN);
- ✓ Atuação dos quatro primeiros estágios do ERAC, rejeitando 59,31MW de carga da ELETROACRE e 165MW CERON;
- ✓ Desligamento das quatro unidades da UTE Termonorte I, uma de cada vez, a partir de 11,5 segundos do início da perturbação com um intervalo entre cada uma aproximado de 0,5 segundos, através da proteção de subexcitação, rejeitando 64MW de geração;
- ✓ Atuação do quinto estágio do ERAC elevando o corte de carga da ELETROACRE em 13,25MW.

A Figura 5.2, apresenta a frequência em Porto Velho registrada pela PMU instalada na *UNIR* (Universidade Federal de Rondônia). Em seguida a Figura 5.2 é dividida em três partes ampliadas presentes na Figura 5.3, Figura 5.4 e Figura 5.5 nas quais são destacados os principais itens da sequência de eventos descrita anteriormente.

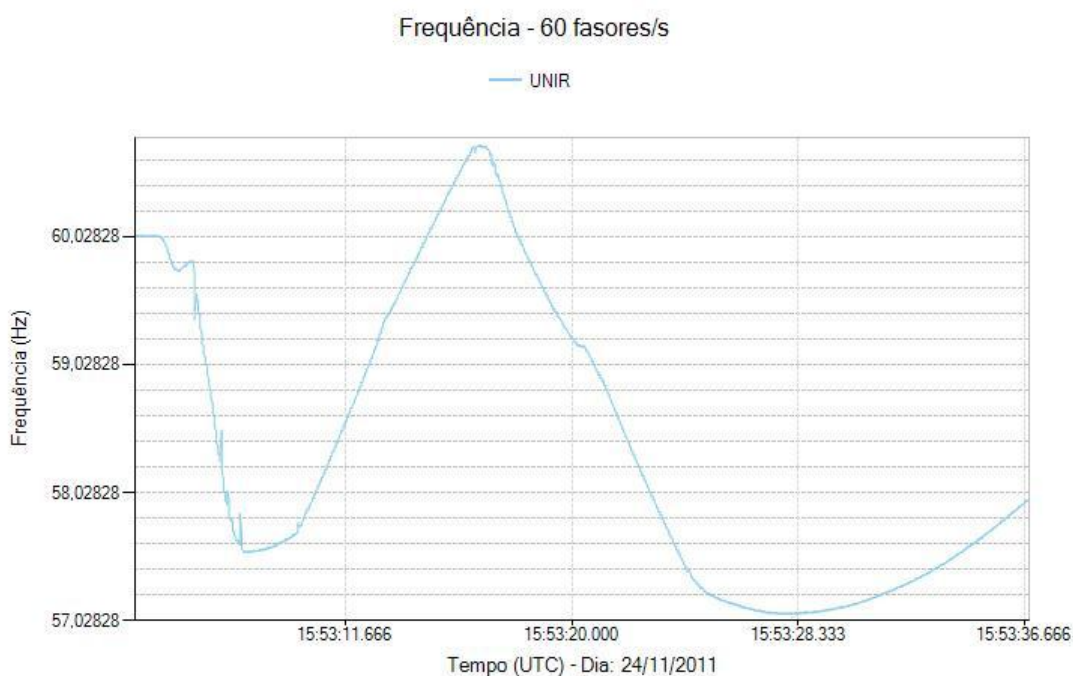


Figura 5.2 - Frequência em Porto Velho registrada pela PMU– Perturbação I

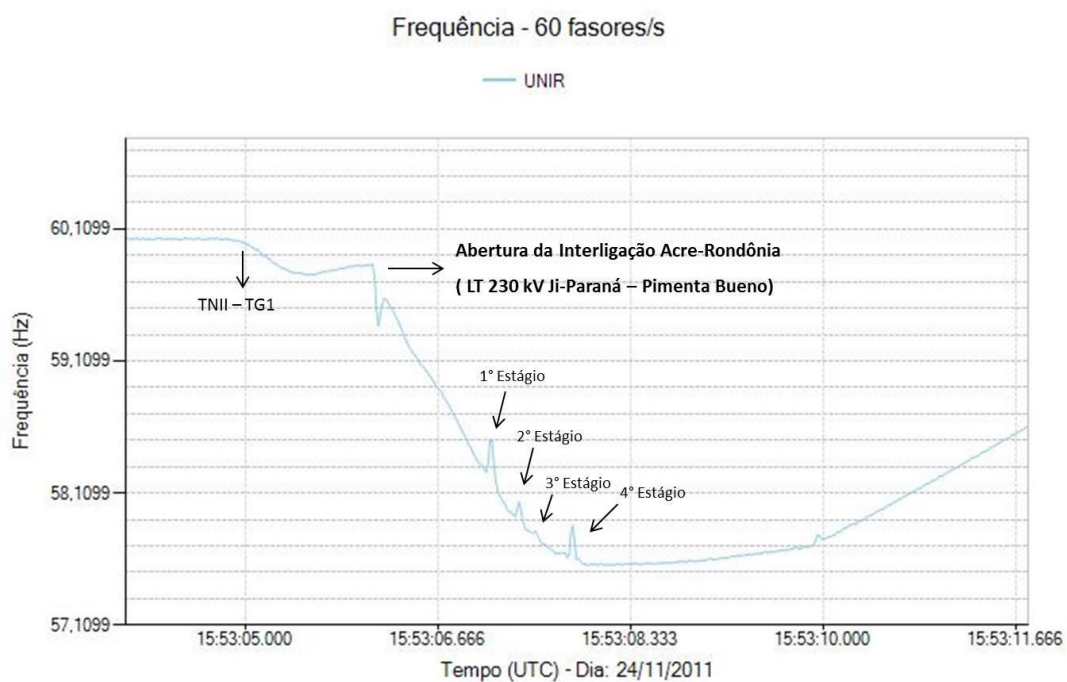


Figura 5.3 - Figura 4.2 aproximada (Parte 1)

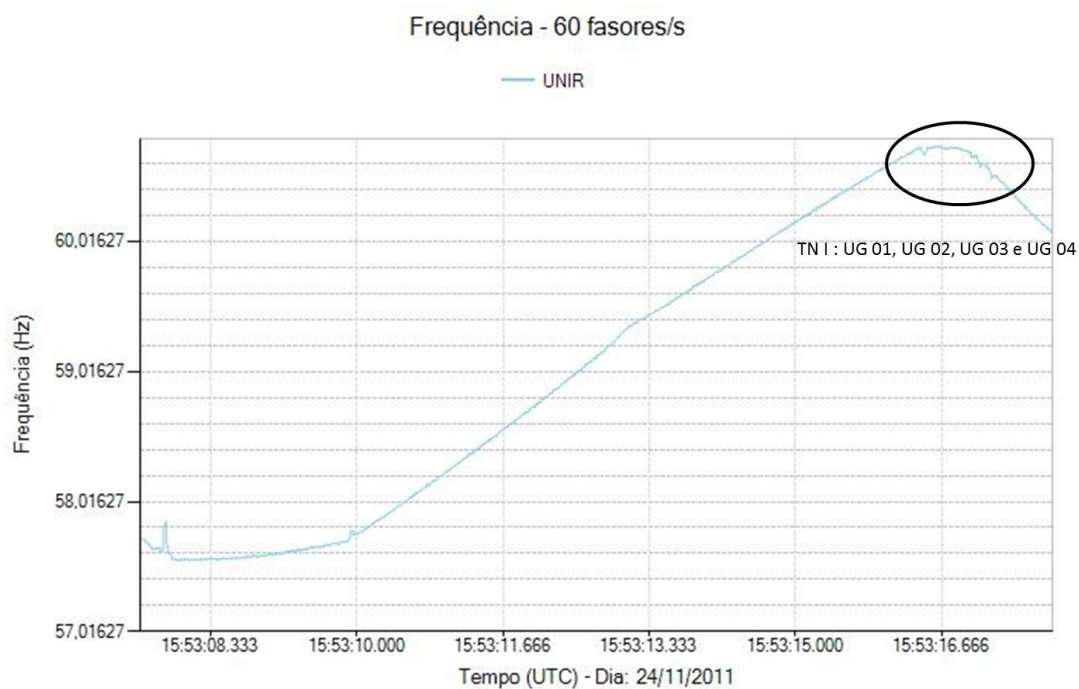


Figura 5.4 - Figura 4.2 aproximada (Parte 2)

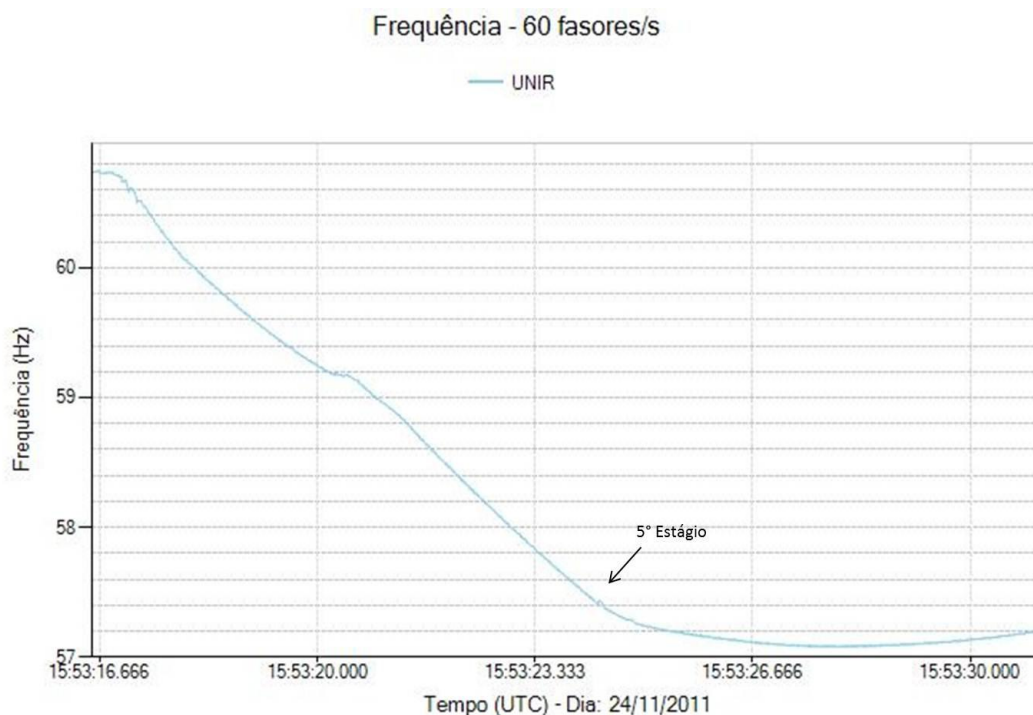


Figura 5.5 - Figura 4.2 aproximada (Parte 3)

Analisando a Figura 5.3, é possível perceber, depois da atuação do quarto estágio do ERAC, uma alteração da taxa de recuperação de frequência. Essa mudança ocorre após algum evento não registrado, que pode ser observado por um pico na frequência que ocorre um pouco antes das 15h53min10s. . Esse evento não identificado engloba as incertezas presentes em sistemas extensos. Uma possível explicação para tal evento é o corte de carga de uma parte do quarto estágio do ERAC que atuou com atraso.

Após o último corte de carga, o sistema recuperou a frequência e passou a operar normalmente separado do SIN. Em seguida, iniciou-se o processo de fechamento da região Acre-Rondônia com o SIN através da normalização da LT 230kV Ji-paraná – Pimenta Bueno e, conseqüentemente, a recomposição das cargas cortadas pelos estágios do ERAC.

### 5.3.3 Perturbação II – Perda da Interligação 230 kV Acre-Rondônia – 24/11/2011 às 20h43min

A segunda perturbação analisada envolve um curto-circuito na linha de transmissão 230kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno ocasionado por uma descarga atmosférica ocorrida no dia 24/11/2011, às 20h43min. A seguir, são apresentadas algumas tabelas referentes ao estado do sistema antes da perturbação com os dados presentes em [24]. Na Tabela 5.4 são apresentados os valores do despacho das usinas da região do Acre-Rondônia.

Tabela 5.4 - Geração do sistema Acre-Rondônia antes da perturbação - Perturbação II

<b>Usinas</b>	<b>Geração [MW]</b>
UHE Samuel (UG1 a UG5)	166,00
UHE Rondon II (UG1 e UG3)	30,00
UTE Termonorte I (4 UGs)	64,00
UTE Termonorte II	171,00
PCHs na SE Vilhena	28,46
PCHs na SE Pimenta Bueno	8,84
PCHs na SE Ji-Paraná	10,00

Na Tabela 5.5 são apresentados os valores das cargas dos dois Agentes de distribuição no instante da ocorrência da perturbação.

Tabela 5.5 - Cargas no sistema Acre-Rondônia - Perturbação II

<b>Agentes de distribuição</b>	<b>Carga [MW]</b>
CERON <sup>(1)</sup>	338,2
ELETROACRE <sup>(2)</sup>	110,2
<b>(1) - CERON:</b> Eletrobras Distribuição Rondônia <b>(2) - ELETROACRE:</b> Eletrobras Distribuição Acre	

A perturbação teve início devido a uma descarga atmosférica na LT 230kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno, provocando um curto-circuito monofásico na fase B o qual foi eliminado em 53ms. Assim, houve a atuação da proteção diferencial da linha de transmissão desligando a mesma, acarretando na separação da região



Acre-Rondônia do SIN, exceto as subestações de Vilhena e Pimenta Bueno que ficaram conectadas ao SIN.

Após a abertura da linha, houve um desequilíbrio entre carga e geração na região ilhada, já que o sistema Acre-Rondônia estava importando aproximadamente 52MW do SIN.

Portanto, ocorreu um cenário de subfrequência nessa ilha, atingindo inicialmente uma frequência mínima aproximadamente de 58,45Hz, sendo suficiente para ocorrer a atuação do primeiro estágio do ERAC, cortando 46,7MW da CERON e 17,30MW da ELETROACRE. Durante a atuação do primeiro estágio, houve também o desligamento automático de uma unidade da UTE Termonorte I. Em seguida, a frequência entrou em um processo de recuperação atingindo um valor máximo intermediário de aproximadamente 58,60 Hz.

Entretanto, no instante em que a frequência atingiu 58,60 Hz, ocorreu o desligamento da segunda unidade da UTE Termonorte I, provocando novamente uma queda na frequência. Assim, a frequência atingiu um valor de aproximadamente 58,20Hz, sendo suficiente para a atuação do segundo estágio do ERAC, cortando um montante adicional de carga de 28,60MW da CERON e 15,39MW da ELETROACRE.

Após a atuação do segundo estágio do ERAC, a frequência voltou a entrar no processo de recuperação. Durante esse processo ocorreu o desligamento da terceira unidade da UTE termonorte I, porém, não influenciou na recuperação da frequência. A perda das três unidades da UTE Termonorte I representou um corte de 48MW de geração na área Acre-Rondônia.

Em seguida, ocorreu o desligamento de uma unidade da UHE Samuel, rejeitando adicionalmente 34MW de geração, provocando um novo afundamento na frequência. Assim, a frequência atingiu valor suficiente para a atuação do terceiro estágio do ERAC (57,9 Hz), cortando um montante adicional de carga de 25,6MW da CERON e 14,82MW da ELETROACRE.

Após a atuação do terceiro estágio do ERAC, a frequência na ilha recuperou-se e, às 20h52min, foi realizada a normalização da LT 230kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno e assim foi iniciado o processo de recomposição das cargas cortadas.

Portanto, os três estágios do ERAC que atuaram nessa perturbação contabilizaram um corte de carga de 100,9MW da CERON e 47,5 MW da

ELETROACRE. Os ajustes dos estágios do ERAC na região Acre-Rondônia definidos na base de dados do ONS já foram apresentados na Tabela 5.3.

A seguir, é apresentado um resumo dos eventos ocorridos nessa perturbação [24].

- ✓ Início da perturbação com um curto-circuito na fase B da LT 230kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno, com a abertura dessa linha em 53 ms;
- ✓ Perda da primeira unidade da UTE Termonorte I, 5 segundos após o início da perturbação, rejeitando 16MW de geração;
- ✓ Atuação do primeiro estágio do ERAC, 5,3 segundos após o início da perturbação, cortando 46,7MW de carga da CERON e 17,30MW da ELETROACRE;
- ✓ Perda da segunda unidade da UTE Termonorte I, 6,9 segundos após o início da perturbação, rejeitando adicionalmente 16MW de geração;
- ✓ Atuação do segundo estágio do ERAC, 10,5 segundos após o início da perturbação, cortando adicionalmente 28,6MW de carga da CERON e 15,39 MW da ELETROACRE;
- ✓ Perda da terceira unidade da UTE Termonorte I, 16,75 segundos após o início da perturbação, rejeitando adicionalmente 16MW de geração;
- ✓ Perda de uma unidade da UHE Samuel, 103,75 segundos após o início da perturbação, rejeitando 34MW de geração.
- ✓ Atuação do terceiro estágio do ERAC, 103,75 segundos após o início da perturbação, cortando adicionalmente 25,6MW da CERON e 15,82MW da ELETROACRE;

Devido à grande extensão temporal da ocorrência dessa perturbação, da ordem de minutos, a simulação englobará apenas os primeiros 30 segundos, ou seja, não representará o processo da perda de uma da unidade de UHE Samuel e a atuação do terceiro estágio do ERAC. O motivo para essa decisão é a limitação do programa de simulação de transitórios eletromecânicos (ANATEM), que não tem foco em simulações com intervalos de tempo relativamente extensos (dinâmica lenta).

A Figura 5.6 apresenta a frequência em Porto Velho registrada pela PMU instalada na *UNIR* (Universidade Federal de Rondônia). Em seguida a Figura 5.6 é

divida em duas partes ampliadas presentes na Figura 5.7 e Figura 5.8 nas quais são destacados os principais itens da sequência de eventos descrita anteriormente.

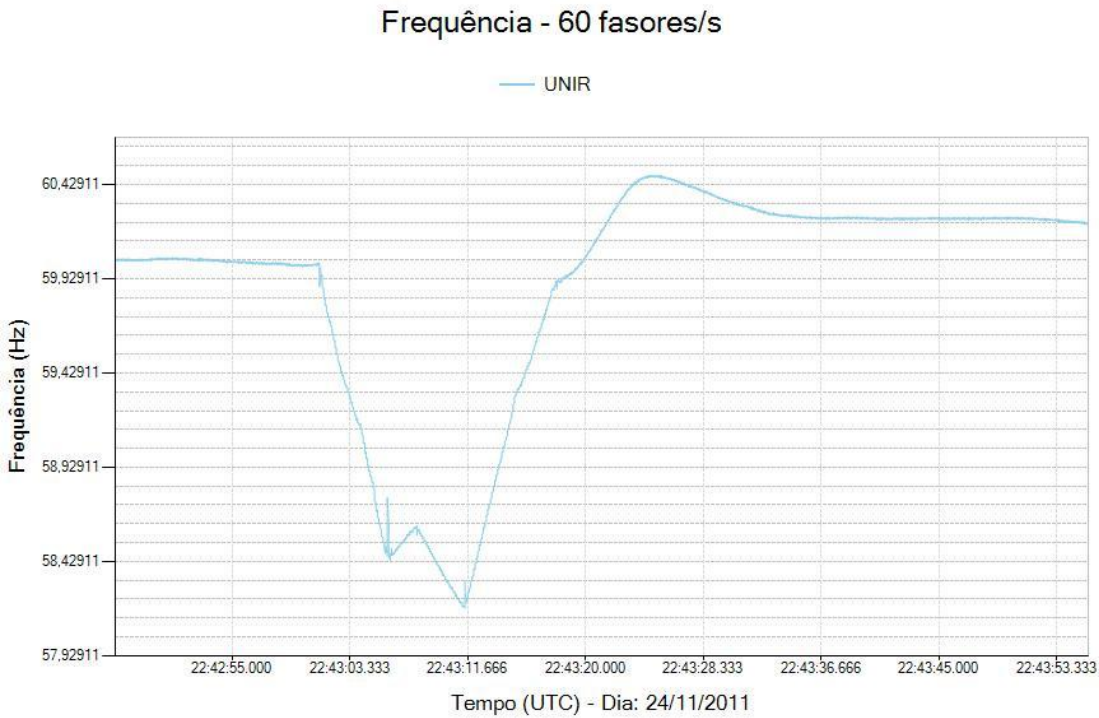


Figura 5.6 - Frequência em Porto Velho registrada pela PMU – Perturbação II

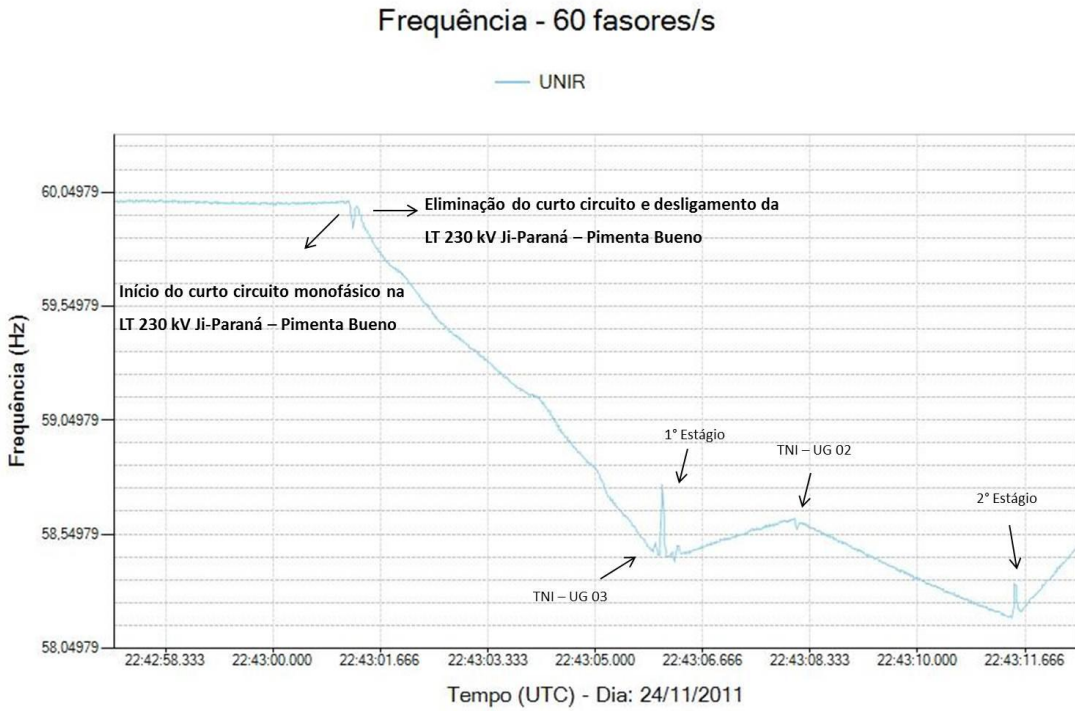


Figura 5.7 - Figura 4.6 aproximada (Parte 1)

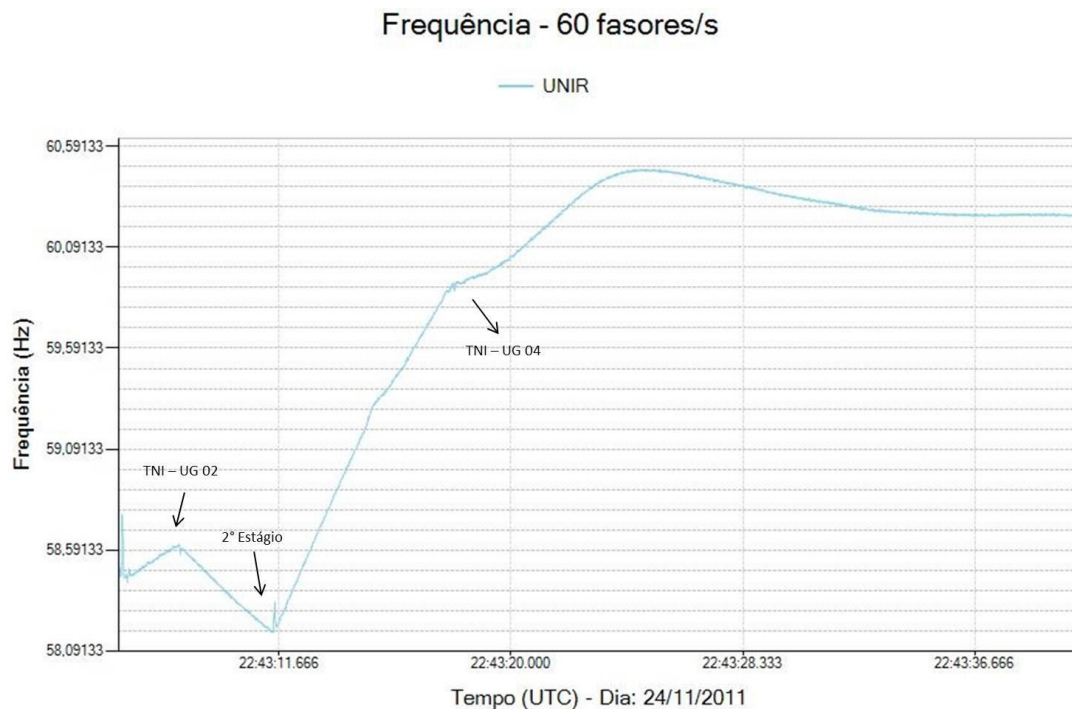


Figura 5.8 - Figura 4.2 aproximada (Parte 2)

## 5.4 Resultados Obtidos na Reprodução das Perturbações

### 5.4.1 Perturbação I – Perda da Interligação 230kV Acre-Rondônia – 24/11/2011 às 13h53min

Os procedimentos realizados no ajuste do caso pré-falta na região Acre-Rondônia para essa perturbação, segundo os critérios propostos na Seção 4.2.1, foram:

- ✓ Ajuste da geração de potência ativa das usinas da área Acre-Rondônia. (UHE Samuel, UTE Termonorte I, UTE Termonorte II e UHE Rondon II);
- ✓ Ajuste dos fluxos de potência ativa em todas as LT's de 230kV e em todos os transformadores em cada subestação;
- ✓ Ajuste do fluxo de potência ativa nos dois circuitos da interligação. (LT 230kV Jauru-Vilhena);
- ✓ Ajuste aproximado dos módulos das tensões nas barras de 230 kV.

Os ajustes realizados em relação à potência ativa têm como objetivo reproduzir o carregamento dos circuitos e o despacho de cada máquina no instante da perturbação. Essa medida é importante para a reprodução do desequilíbrio entre carga e geração, influenciando na excursão da frequência, por exemplo.

No caso das máquinas, o ajuste do despacho foi realizado de forma a ficar igual ao apresentado na Tabela 5.1. Os ajustes dos fluxos de potência ativa, tanto no tronco principal de 230kV quanto nas transformações para níveis de tensão menores, foram realizados com o objetivo de aproximar ao máximo das medições em campo, sem prejudicar o perfil de tensão.

Os ajustes relacionados à tensão têm como objetivo reproduzir o mais próximo possível os fluxos de potência reativa nos circuitos, e assim, estabelecer o ponto de operação das máquinas o mais próximo do real. As máquinas são fundamentais no desempenho dinâmico do sistema, pois são responsáveis pelo controle da frequência e colaboram também para o controle de tensão.

O ajuste aproximado das tensões mencionado anteriormente está relacionado com a complexidade do mesmo. O perfil de tensão varia de forma não linear e o seu ajuste pode ser realizado através das tensões terminais das máquinas e dispositivos de controle de tensão, quando disponíveis. O ajuste das tensões terminais das máquinas foi realizado de forma a se obter um valor próximo da medição no campo, com o objetivo de representar o ponto de operação real na curva de capacidade das mesmas.

Entretanto, nem sempre é trivial alcançar um ponto de operação que convirja facilmente ajustando as tensões das barras com o mesmo valor das medições presentes no software PI. Assim, neste trabalho foi adotado um critério que engloba o ajuste do perfil de tensão da área o mais próximo possível dos valores presentes no software PI, sem causar estresse ao sistema do caso base.

Na Tabela 5.6 é apresentada uma comparação entre as tensões das medições do campo e do caso base nas principais subestações de 230kV, após o processo de ajuste.

Tabela 5.6 - Tensões nas principais barras de 230kV - Perturbação I

<b>Tensões nas Principais Subestações de 230kV</b>				
Subestação - 230kV	Tensão do campo - PI [kV]	Tensão no caso base [kV]	Erro Percentual	Erro Absoluto [kV]
Jauru	241	236	2,10%	-5
Vilhena	239	239	0,00%	0
Pimenta Bueno	238	236	0,80%	-2
Ji-Paraná	236	232	1,70%	-4
Ariquemes	234	231	1,30%	-3
Samuel	237	237	0,00%	0
Porto Velho	237	236	0,40%	-1
Abunã	233	232	0,40%	-1
Rio Branco	232	231	0,40%	-1

Analisando a Tabela 5.6, é possível verificar que as maiores diferenças em termos de erro percentual foram 2,1% e 1,7%, em Jauru 230kV e Ji-Paraná 230kV, respectivamente.

Na Tabela 5.7 é apresentada uma comparação entre os fluxos de potência ativa das medições do campo e do caso base ajustado nos principais circuitos de 230kV. Os valores estão referenciados ao primeiro terminal com a convenção de sentido positivo de fluxo saindo do mesmo.

Tabela 5.7 - Fluxos de potência ativa nos principais circuitos de 230kV – Perturbação I

<b>Fluxos de Potência Ativa nos Principais Circuitos de 230kV</b>				
Linha de Transmissão (LT 230kV)	Fluxos no campo -PI [MW]	Fluxos no caso base [MW]	Erro Percentual	Erro Absoluto [MW]
Jauru - Vilhena <sup>(1)</sup>	125	127	1,60%	2
Vilhena - Pimenta Bueno	118	124	5,10%	6
Pimenta Bueno - Ji-Paraná	142	150	5,60%	8
Ariquemes - Samuel	-20	-17	15,00%	3
Samuel - Porto Velho <sup>(1)</sup>	22	23	4,50%	1
Abunã - Rio Branco	124	126	1,60%	2
(1) Somatório dos dois circuitos				

Analisando a Tabela 5.7, é possível verificar que as maiores diferenças em termos de erro percentual foram 15,0% e 5,6%, na LT 230kV Ariquemes – Samuel e na LT 230 kV Pimenta Bueno – Ji-Paraná, respectivamente. Embora 15,0% seja um erro percentual relativamente considerável, é importante observar que a diferença foi de 3MW e o erro foi elevado devido ao valor relativamente baixo do fluxo dessa LT.

Assim, com os dados obtidos e as devidas comparações realizadas, foi considerada satisfatória a montagem do caso base de fluxo de potência e foi dado prosseguimento para a simulação dinâmica.

Utilizando esse caso base ajustado na simulação dinâmica no programa ANATEM e aplicando os eventos descritos em [24], inicialmente não ocorreu a abertura da Interligação Acre-Rondônia.

A PPS, responsável pela abertura dessa Interligação, no período da ocorrência desse evento está localizada na LT 230kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno, no terminal de Ji-Paraná. Assim, essa PPS é responsável pela separação da área Acre-Rondônia do SIN em situações de perda de sincronismo entre os mesmos realizando a abertura do circuito no qual ela está localizada. Essa perda de sincronismo está relacionada com o valor de intercâmbio do Acre-Rondônia, ou seja, a separação angular entre o SIN e o Acre-Rondônia.

Os ajustes que foram utilizados nessa primeira tentativa estão na base de dados dinâmicos do planejamento do sistema.

Assim, com base nas simulações, o sistema teria conseguido suportar a perturbação, ou seja, a região do Acre-Rondônia permaneceria conectada ao SIN. A Figura 5.9 apresenta o fluxo de potência ativa na LT 230kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno durante a simulação da perturbação.

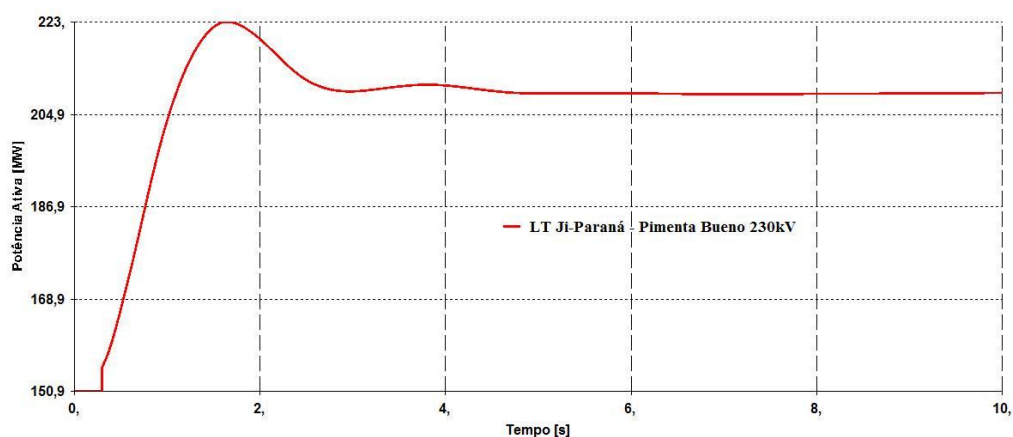


Figura 5.9 - Fluxo de potência ativa na LT 230kV Ji-Paraná - Pimenta Bueno

A falta de atuação da PPS pode ter ocorrido principalmente por dois motivos. Um deles é a modelagem das cargas. Os percentuais de parcela impedância constante, potência constante e corrente constante (ZIP) definidos na base de dados do ONS, são fornecidos pelos agentes. Assim como existem variações nas cargas, também existem variações das características dessas cargas, influenciando na determinação das parcelas no modelo de carga ZIP.

Assim, a variação de cada uma dessas parcelas influencia diretamente na variação de potência ativa em um sistema em regime dinâmico diante de uma determinada perturbação.

Outro motivo é o ajuste do cenário pré-falta utilizando o programa que acessa as informações provenientes do sistema de aquisição de dados do SIN. Devido a uma taxa de atualização relativamente lenta de 5 segundos, do ponto de vista de simulação de transitórios eletromecânicos, existe uma incerteza na carga estimada naquele sistema no instante que precedeu o evento.

Outro ponto importante relativo à modelagem dinâmica refere-se à representação das PCHs. As informações presentes no RAP informam que houve naquela região o desligamento de algumas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). Entretanto, tais unidades geradoras não possuem modelagem dinâmica na base de dados do ONS, por serem máquinas pequenas. Este fato pode representar focos de incertezas no desequilíbrio entre carga e geração da região em análise. Entretanto, comparando-se com as incertezas das parcelas no modelo da carga ZIP e com a taxa de atualização lenta do programa que acessa aos dados do sistema de



aquisição do SIN, acredita-se que esse problema se torna pouco significativo, já que os valores de geração nessas usinas são pequenos.

Para contornar o problema, foram feitos ajustes na modelagem das cargas na região Acre-Rondônia com o objetivo de se obter a melhor resposta possível em relação à resposta medida pelas PMUs.

Os ajustes foram feitos de forma a obter a abertura da PPS, ou seja, a separação do sistema Acre-Rondônia do SIN. Posteriormente, com o objetivo de se obter uma resposta na simulação próxima do registro da PMU, do ponto de vista quantitativo, foi utilizada essa metodologia em intervalos específicos.

Esses intervalos específicos englobaram aqueles que estavam definidos na sequência de eventos em [24]. Assim, do instante de ocorrência da perda de uma unidade geradora até o instante de atuação de um estágio do ERAC seria um exemplo de um intervalo específico. Além disso, também foram considerados eventos que alteram a taxa de recuperação ou queda de frequência. O desligamento de banco de capacitores, por exemplo, pode contribuir na recuperação da frequência caso a parcela Z constante da carga seja maior que a parcela P constante.

Após essas alterações, a PPS passou a atuar e assim a interligação foi interrompida através da abertura da LT 230kV JiParaná-Pimenta Bueno. A Figura 5.10 apresenta a frequência registrada pela PMU dividida em cinco intervalos nos quais foram utilizados diferentes valores para a modelagem da carga. É importante lembrar que a modelagem ZIP da carga pode variar a cada estágio do ERAC, em função das cargas afetadas pelo corte e as que permanecem ligadas.

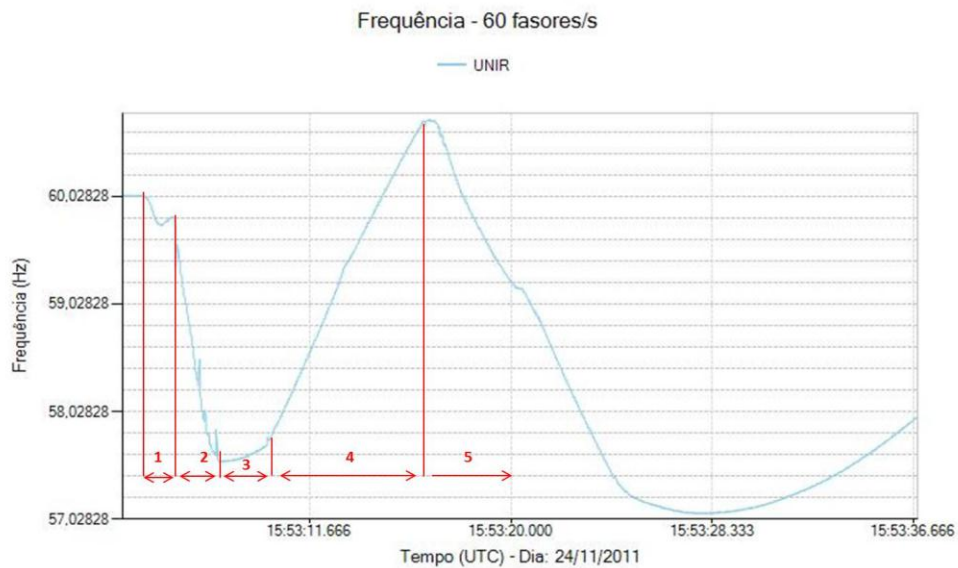


Figura 5.10 - Intervalos da modelagem das cargas na região Acre-Rondônia – Perturbação I

A modelagem de carga nos intervalos da Figura 5.10, foi estabelecida da seguinte forma:

- ✓ *Intervalo 1:* Corresponde ao tempo desde o início do problema na UTE Termonorte II até a abertura da linha de transmissão 230kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno pela PPS. Em Rondônia, foi definida uma característica de 28% impedância constante e 72% potência constante para a parte ativa das cargas. No Acre, foi definida uma característica de 40% de impedância constante e 60% potência constante para a parte ativa das cargas;
- ✓ *Intervalo 2:* Corresponde ao tempo desde a abertura da linha realizada pela PPS até o instante de atuação do 4º estágio do ERAC. Em Rondônia, foi definida uma característica de 55% impedância constante e 45% potência constante para a parte ativa das cargas. No Acre, foi definida uma característica de 45% de impedância constante e 55% potência constante para a parte ativa das cargas;

- ✓ *Intervalo 3:* Corresponde ao tempo desde a atuação do 4º estágio do ERAC até o desligamento de um capacitor de 30 Mvar na subestação de Abunã 230 kV. Em Rondônia, foi definida uma característica de 65% impedância constante e 35% potência constante para a parte ativa das cargas. No Acre, foi definida uma característica de 45% de impedância constante e 55% potência constante para a parte ativa das cargas;
- ✓ *Intervalo 4:* Corresponde ao tempo desde o desligamento de um capacitor de 30 Mvar na subestação de Abunã 230 kV até o início dos desligamentos das unidades da UTE Termonorte I. Em Rondônia, foi definida uma característica de 15% impedância constante e 85% potência constante para a parte ativa das cargas. No Acre, foi definida uma característica de 15% de impedância constante e 85% potência constante para a parte ativa das cargas;
- ✓ *Intervalo 5:* Corresponde ao tempo desde o início dos desligamentos das unidades da UTE Termonorte I até o fim da simulação. Em Rondônia, foi definida uma característica de 50% impedância constante e 50% potência constante para a parte ativa das cargas. No Acre, foi definida uma característica de 10% de impedância constante e 90% potência constante para a parte ativa das cargas.

Na Tabela 5.8, é apresentado um resumo desses intervalos com os correspondentes ajustes nos parâmetros da modelagem das cargas.

Tabela 5.8 - Variação dos Parâmetros da Modelagem das Cargas - Perturbação I

<b>Variação dos Parâmetros da Modelagem das Cargas</b>					
Intervalo	Tempo [s]	Rondônia		Acre	
		P cte	Z cte	P cte	Z cte
1	0,000 - 1,764	72%	28%	60%	40%
2	1,764 - 4,000	45%	55%	55%	45%
3	4,000 - 4,956	35%	65%	55%	45%
4	4,956 - 11,840	85%	15%	85%	15%
5	11,840 - 30,000	50%	50%	90%	10%

A Figura 5.11 apresenta um gráfico com a frequência medida pela PMU na UNIR e a frequência resultante da simulação, ambas em Porto Velho. A simulação utilizou as modelagens das cargas descritas anteriormente e os instantes de tempo da sequência de eventos presentes em [24].

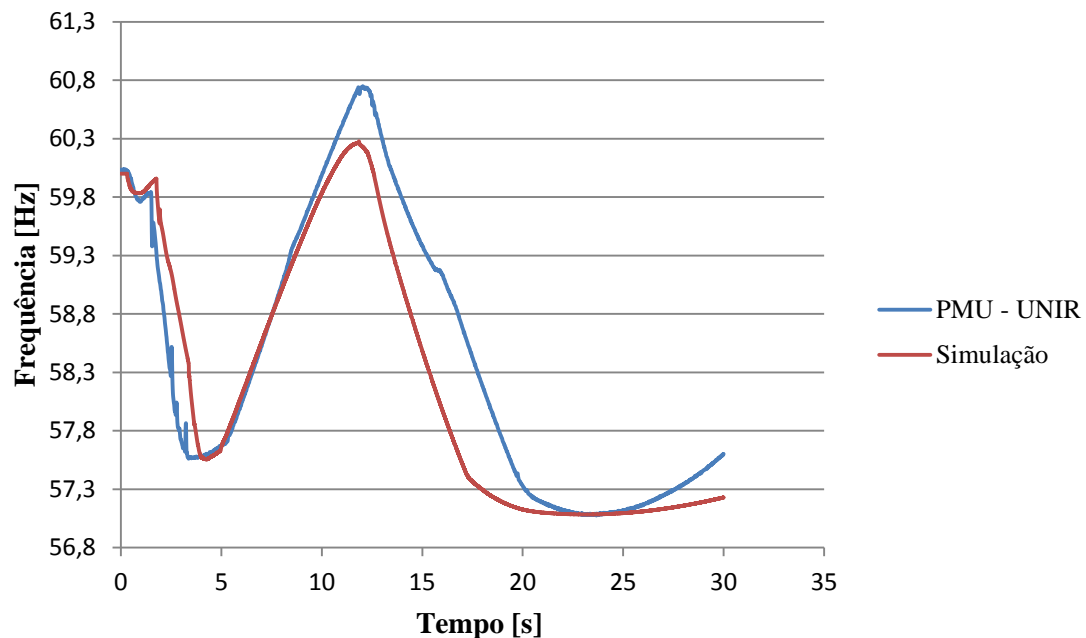


Figura 5.11 – Frequência simulada e medida pela PMU em Porto Velho – Perturbação I

Na Figura 5.11 é possível verificar que a resposta simulada ficou próxima da resposta medida de uma maneira qualitativa. A seguir, para complementar a análise, são apresentadas duas tabelas com informações comparativas quantitativas entre os resultados da simulação e dados presentes em [24] e a resposta registrada pela PMU. Vale a pena lembrar que a PMU está instalada na baixa tensão.

Tabela 5.9 - Desempenho do ERAC na área Acre-Rondônia - Perturbação I

<b>Desempenho do ERAC na área Acre-Rondônia - Perturbação I</b>					
ERAC		RAP [MW]	Simulação [MW]	Erro Percentual	Erro Absoluto [MW]
Estágio 1 (58,5 Hz)	Área 47 <sup>(1)</sup>	46,90	46,70	0,4%	-0,20
	Área 48 <sup>(2)</sup>	17,64	18,80	6,6%	1,16
Estágio 2 (58,2 Hz)	Área 47	35,30	39,10	10,8%	3,80
	Área 48	14,34	13,90	3,1%	-0,44
Estágio 3 (57,9 Hz)	Área 47	34,90	39,10	12,0%	4,20
	Área 48	14,08	13,90	1,3%	-0,18
Estágio 4 (57,7 Hz)	Área 47	34,00	33,10	2,6%	-0,90
	Área 48	7,78	11,80	51,7%	4,02
Estágio 5 (57,5 Hz)	Área 47	0,00	0,00	0,0%	0,00
	Área 48	13,25	17,00	28,3%	3,75
(1) - Cargas da área Rondônia ( CERON); (2) - Cargas da área Acre (ELETROACRE);					

Tabela 5.10 – Comparação entre a frequência simulada e a frequência medida pela PMU –  
Perturbação I

<b>Tabela Comparativa da Frequência em Porto Velho - Perturbação I</b>								
	PMU		SIMULAÇÃO		Erro Percentual (Tempo)	Erro Absoluto (Tempo) [s]	Erro Percentual (Frequência)	Erro Absoluto (Frequência) [Hz]
	f [Hz]	t [s]	f [Hz]	t [s]				
Frequência mínima I <sup>(1)</sup>	57,55	3,20	57,55	3,90	21,88%	0,70	0,00%	0,00
Frequência igual a 59,5 Hz	-	8,60	-	8,85	2,91%	0,25	-	-
Frequência máxima	60,70	12,00	60,28	12,94	7,83%	0,94	0,69%	-0,42
Frequência mínima II <sup>(2)</sup>	57,06	23,00	57,08	23,20	0,87%	0,20	0,04%	0,02
(1) - Valor mínimo da frequência em Porto Velho após a abertura da Interligação Acre-Rondônia; (2) - Valor mínimo da frequência em Porto Velho após a perda de todas as unidades geradoras da UTE Termonorte I;								

Analisando a Tabela 5.9 é possível verificar que os maiores erros percentuais foram 51,7% e 28,3% no quarto estágio e no quinto estágio, respectivamente, ambos na área Acre (Área 47). Embora sejam erros percentuais relativamente elevados, a diferença absoluta foi aproximadamente de 4MW para os dois casos, ou seja, pode ser considerada não muito significativa do ponto de vista de transitórios eletromecânicos. Os outros erros também apresentaram diferenças abaixo de 5MW.

A Tabela 5.10, apresenta uma comparação bem interessante em relação à frequência em Porto Velho. A principal diferença foi em relação ao valor de frequência máxima cujo valor na PMU foi de aproximadamente 60,70 Hz. Assim, houve um erro percentual de 9,63% correspondente a uma diferença de, aproximadamente 0,4Hz em relação ao valor da simulação. Além disso, é possível perceber na Figura 5.11 que esse erro ocasionou uma pequena defasagem de tempo entre as duas curvas a partir desse instante.

Entretanto, até esse instante, a simulação obteve uma resposta muito próxima em comparação com a resposta medida, representando uma excelente resposta dos modelos utilizados. Ademais, nesse ponto a simulação já havia alcançado 10 segundos, e considerando que o sistema elétrico é muito amplo, as incertezas aumentam proporcionalmente com o tempo.

As incertezas podem englobar diversos fatores como a lógica de sequência de corte de carga implementada nos ramais das distribuidoras, atuação de algumas proteções não registradas, etc.

Portanto, tanto do ponto de vista qualitativo quanto do ponto de vista quantitativo, pode-se considerar que os resultados foram bastante satisfatórios e confiáveis. A simulação representou muito bem o comportamento da frequência, considerando os intervalos de queda e recuperação da mesma.

A seguir, são apresentados os outros resultados encontrados na simulação, apresentando tanto como o ajuste do cenário pré-falta da área Acre-Rondônia como a resposta dinâmica do mesmo para essa perturbação.

A Figura 5.12 apresenta o comportamento dinâmico do fluxo de potência ativa na Interligação Acre-Rondônia, considerando o somatório dos dois circuitos da interligação e o fluxo de potência ativa do SIN para a área Acre-Rondônia como o referencial positivo. No gráfico, o fluxo de potência ativa proveniente do SIN na situação que antecedeu ao defeito é de 127MW e o valor máximo atingido antes da abertura da Interligação é de 251 MW. Esses valores ficaram próximos dos valores descritos na Tabela 5.7 e na Seção 5.3.2.

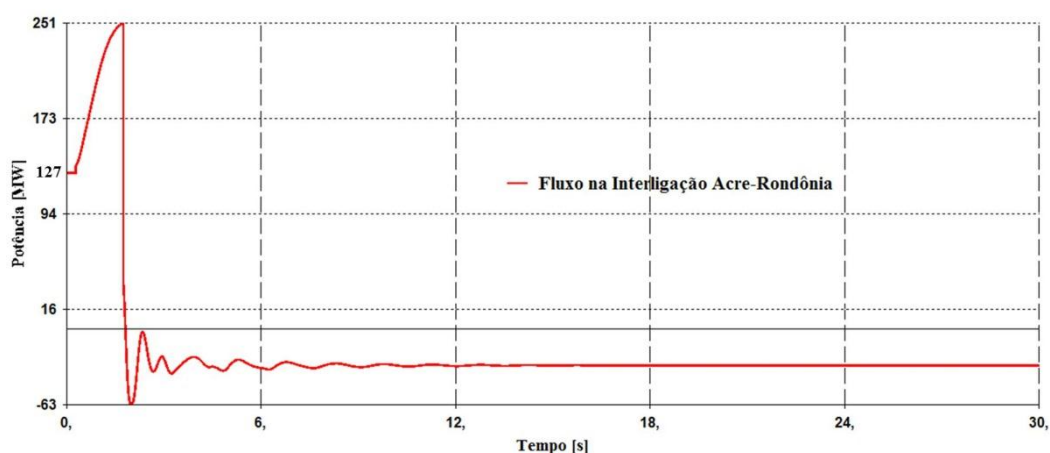


Figura 5.12 - Fluxo de potência ativa na Interligação Acre-Rondônia – Perturbação I

A Figura 5.13 apresenta a resposta dinâmica da frequência das máquinas das principais usinas nessa região. No gráfico em azul, a saída de todas as unidades da UTE Termonorte I é evidenciada pela separação da frequência da mesma em relação às outras usinas.

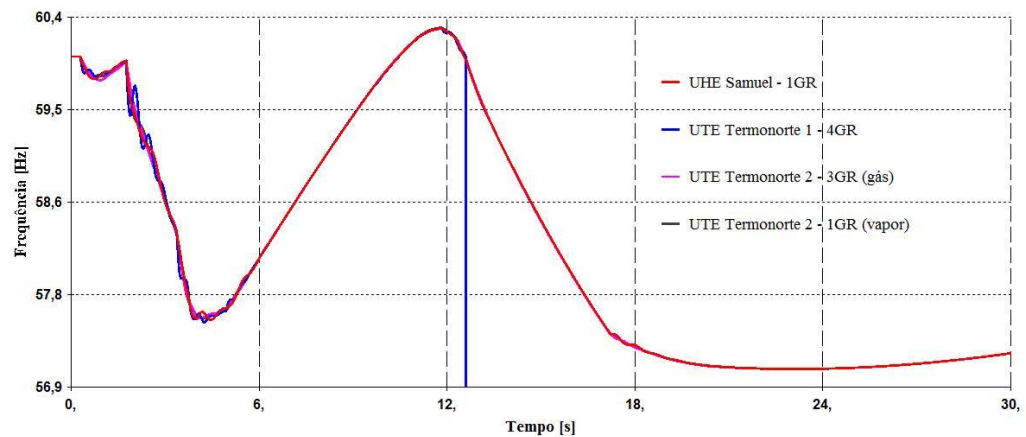


Figura 5.13 - Frequência das principais usinas na área Acre-Rondônia – Perturbação I

A Figura 5.14, mostra o comportamento da potência ativa nas usinas. No gráfico, foi colocado o valor da geração de cada usina antes do defeito, os quais são os mesmos valores mencionados na Seção 5.3.2. Além disso, é visível o processo da perda de todas as unidades da UTE Termonorte I, com a redução de geração a zero.

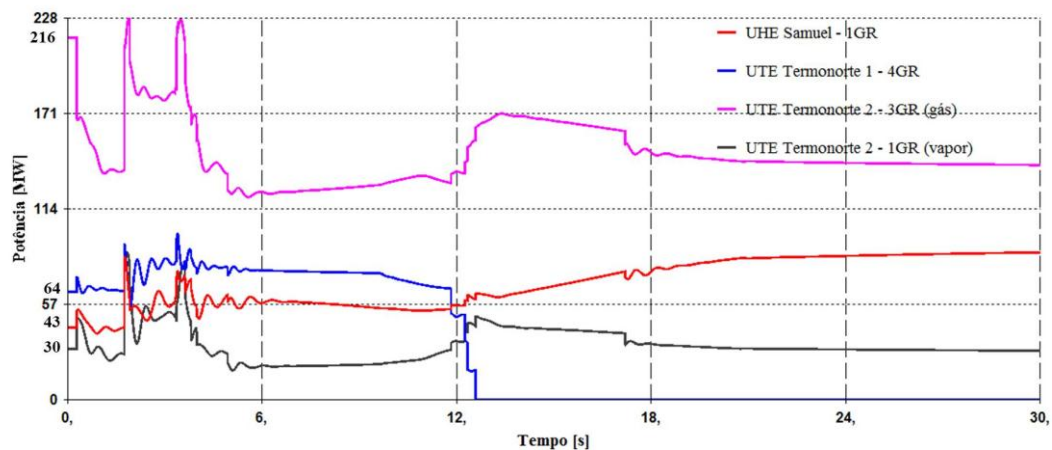




Figura 5.14 - Potência ativa das principais usinas na área Acre-Rondônia – Perturbação I

A Figura 5.15, apresenta o perfil de tensões nessa área com algumas barras do tronco de 230kV. É possível também verificar a separação da área Acre-Rondônia e o SIN através da separação das tensões de Vilhena e Pimenta Bueno em relação às outras tensões. É importante lembrar que essas duas barras, Vilhena 230kV e Pimenta Bueno 230kV, ficam conectadas ao SIN após a abertura realizada pela PPS, já que a mesma atua no circuito de 230kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno.

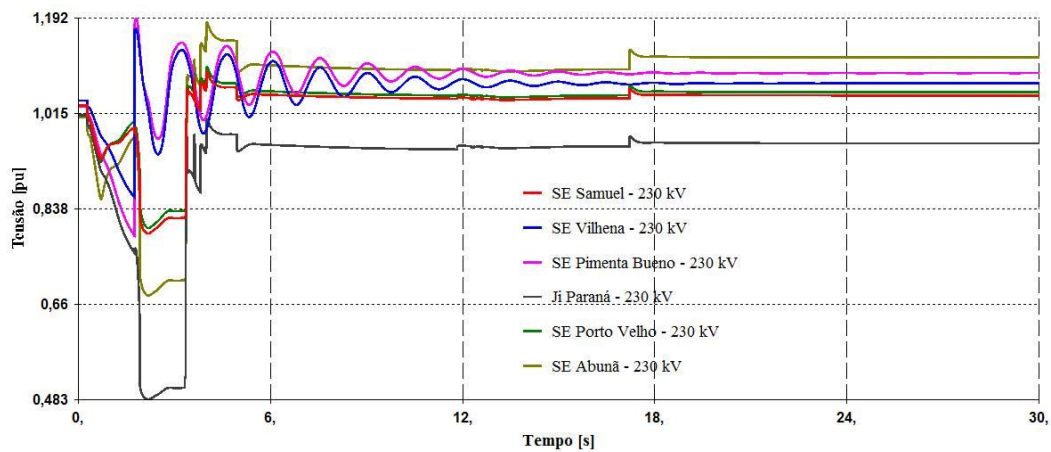


Figura 5.15 - Perfil de tensões na área Acre-Rondônia – Perturbação I

Na Figura 5.16 é apresentado um gráfico comparativo entre a tensão medida pela PMU e a tensão simulada, ambas em Porto Velho. É importante lembrar que a tensão encontra-se referenciada em suas respectivas bases, ou seja, na simulação a base é de 230kV e na PMU a base é de 127V (baixa tensão).

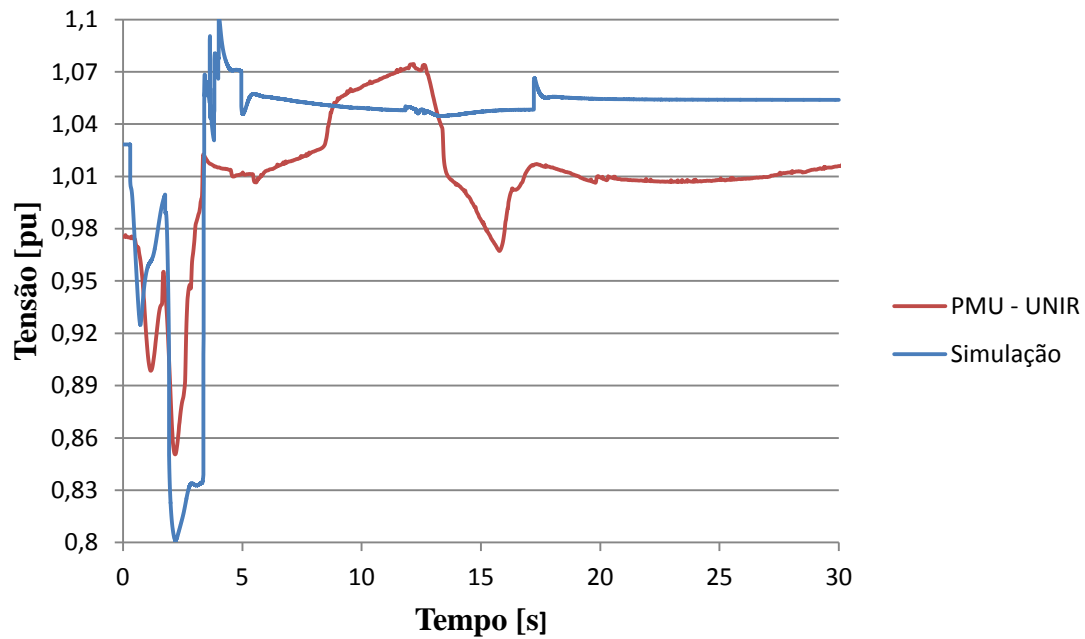


Figura 5.16 - Tensão de sequência positiva simulada e medida pela PMU em Porto Velho – Perturbação I

A diferença do ponto de vista quantitativo entre as duas tensões é completamente normal, já que a PMU está instalada na baixa tensão da UNIR. Assim, a queda de tensão na rede de distribuição é um dos fatores que influenciam diretamente nessa diferença.

Entretanto, é visível principalmente até 10 segundos de simulação, que as duas tensões possuem comportamentos similares em termos de variações de queda ou elevação de tensão. Assim, através de uma análise qualitativa, pode-se concluir que elas possuem uma boa correlação nesse intervalo de simulação o qual já é muito satisfatório para simulações de transitórios eletromecânicos.

#### 5.4.2 Perturbação II – Perda da Interligação 230 kV Acre-Rondônia – 24/11/2011 às 20h43min

Os procedimentos realizados no ajuste do caso pré-falta na região Acre-Rondônia para essa perturbação, assim como os seus respectivos objetivos, foram os mesmos realizados na Seção 5.4.1.

Na Tabela 5.11 é apresentada uma comparação entre as tensões das medições do campo e do caso base ajustado nas principais subestações de 230kV.

Tabela 5.11 - Tensões nas principais barras de 230kV - Perturbação II

<b><i>Tensões nas Principais Subestações de 230kV</i></b>				
Subestação - 230kV	Tensões do campo - PI [kV]	Tensão no caso base [kV]	Erro Percentual	Erro Absoluto [kV]
Jauru	239	234	2,10%	-5
Vilhena	240	238	0,80%	-2
Pimenta Bueno	237	237	0,00%	0
Ji-Paraná	236	236	0,00%	0
Ariquemes	233	232	0,40%	-1
Samuel	235	237	0,90%	2
Porto Velho	236	236	0,00%	0
Abunã	232	232	0,00%	0
Rio Branco	234	232	0,90%	-2

Analisando a Tabela 5.11, é possível verificar que a maior diferença em termos de erro percentual foi de 2,1% em Jauru 230kV.

Na Tabela 5.12 é apresentada uma comparação entre os fluxos de potência ativa das medições em campo e do caso base nos principais circuitos de 230kV. Assim como a Tabela 5.7, os valores estão referenciados ao primeiro terminal com a convenção de sentido positivo de fluxo saindo do mesmo.

Tabela 5.12 - Fluxos de potência ativa nos principais circuitos de 230kV - Perturbação II

<b>Fluxos de Potência Ativa nos Principais Circuitos de 230kV</b>				
Linha de Transmissão (LT 230kV)	Fluxos no campo -PI [MW]	Fluxos no caso base [MW]	Erro Percentual	Erro Absoluto [MW]
Jauru - Vilhena <sup>(1)</sup>	52	49	5,80%	-3
Vilhena - Pimenta Bueno	45	44	2,20%	-1
Pimenta Bueno - Ji-Paraná	68	70	2,90%	2
Ariquemes - Samuel	-84	-80	4,80%	4
Samuel - Porto Velho <sup>(1)</sup>	85	82	3,50%	-3
Abunã - Rio Branco	113	113	0,00%	0
(1) Somatório dos dois circuitos				

Analisando a Tabela 5.12 é possível verificar que as maiores diferenças em termos de erro percentual foram 5,8% e 4,8%, na LT 230kV Jauru – Vilhena e na LT 230kV Ariquemes – Samuel.

Portanto, após as comparações devidamente realizadas e a as avaliações dos erros percentuais, foi considerado satisfatório o ponto de operação ajustado no caso base, e assim, foi dada continuidade para a simulação dinâmica.

Inicialmente, a simulação dinâmica realizada no programa ANATEM, com os ajustes definidos na base de dados do ONS, não apresentou qualitativamente uma resposta satisfatória.

Assim, tanto os valores de frequência assumidos pela resposta da simulação, quanto os seus respectivos instantes não corresponderam com os dados registrados nas PMUs. A Figura 5.17 apresenta a frequência simulada em Porto Velho 230kV para essa situação.

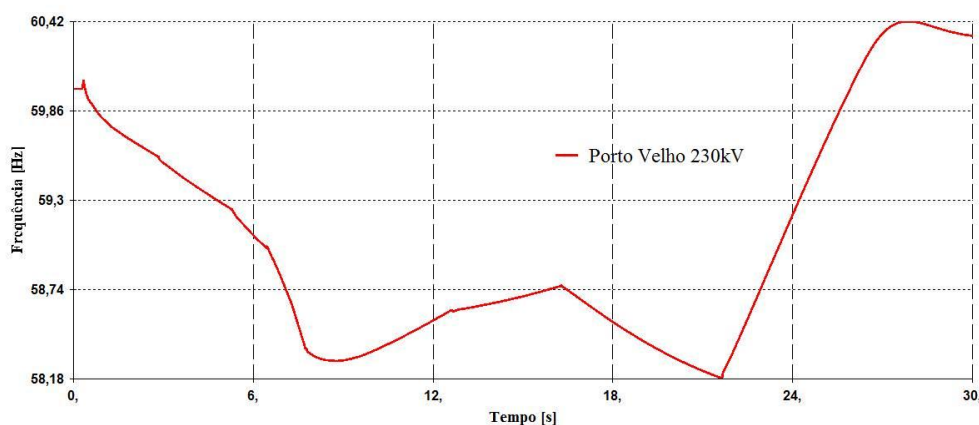


Figura 5.17 - Frequência simulada em Porto Velho

As razões para essas discrepâncias são a modelagem da carga e a taxa de atualização relativamente lenta do programa que acessa os registros do sistema de aquisição de dados do SIN, as quais já foram discutidas na Seção 5.4.1.

Portanto, foi alterada a modelagem das cargas na região Acre-Rondônia com o objetivo de se obter a melhor resposta possível em relação à resposta medida pelas PMUs. Essa alteração ocorreu em intervalos específicos, seguindo um procedimento semelhante ao descrito na Seção 5.4.1.

A Figura 5.18, apresenta a frequência registrada pela PMU dividida em cinco intervalos nos quais foram utilizados diferentes valores para a modelagem da carga.

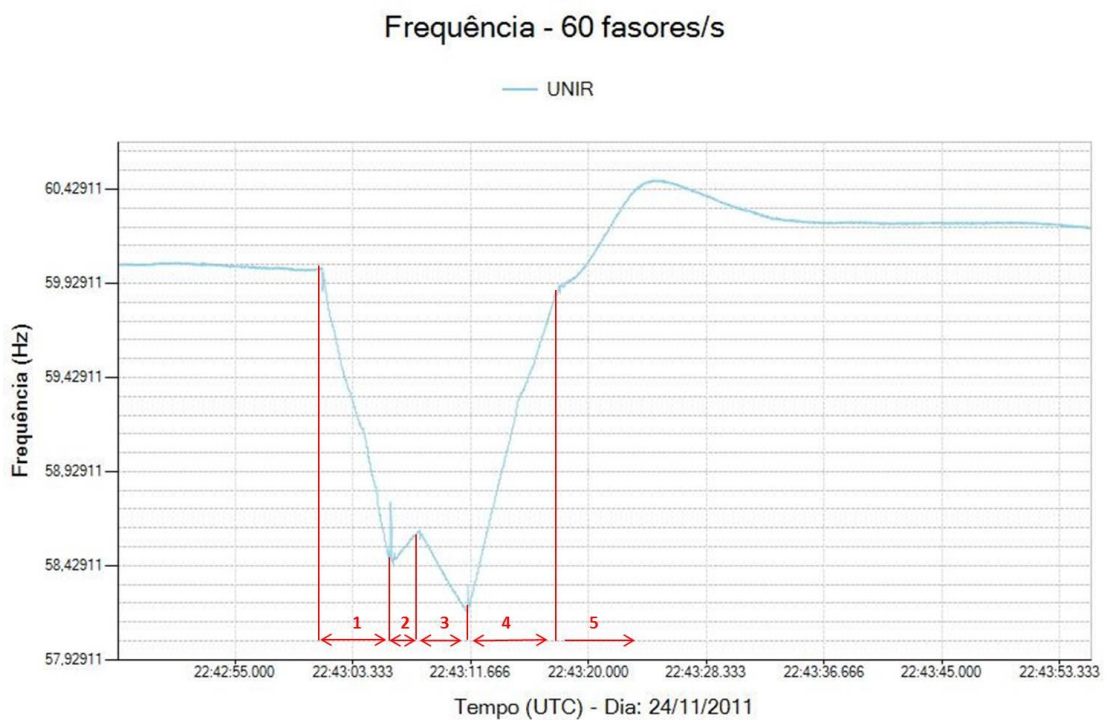


Figura 5.18 - Intervalos da modelagem das cargas na região Acre-Rondônia

A modelagem de carga nos intervalos da Figura 5.18 foi estabelecida da seguinte forma:

- ✓ *Intervalo 1:* Corresponde ao tempo desde o início do curto circuito na linha de transmissão 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno até a atuação do primeiro estágio do ERAC. Em Rondônia, foi definida uma característica de 40% impedância constante e 60% potência constante para a parte ativa das cargas. No Acre, foi definida uma característica de 63% de impedância constante e 37% potência constante para a parte ativa das cargas;
- ✓ *Intervalo 2:* Corresponde ao tempo desde a atuação do primeiro estágio do ERAC até a perda da segunda unidade da UTE Termonorte I. Em Rondônia, foi definida uma característica de 70% impedância constante e 30% potência constante para a parte ativa das cargas. No Acre, foi definida uma característica de 40% de impedância constante e 60% potência constante para a parte ativa das cargas;
- ✓ *Intervalo 3:* Corresponde ao tempo desde a perda da segunda unidade da UTE Termonorte I até a atuação do 2º estágio do ERAC. Em Rondônia, foi definida uma característica de 24% impedância constante e 76% potência constante para a parte ativa das cargas. No Acre, foi definida uma característica de 95% de impedância constante e 5% potência constante para a parte ativa das cargas;
- ✓ *Intervalo 4:* Corresponde ao tempo desde a atuação do 2º estágio do ERAC até a perda da terceira unidade da UTE Termonorte I. Em Rondônia, foi definida uma característica de 20% impedância constante e 80% potência constante para a parte ativa das cargas. No Acre, foi definida uma característica de 95% de impedância constante e 5% potência constante para a parte ativa das cargas;

- ✓ *Intervalo 5:* Corresponde ao tempo desde a perda da terceira unidade da UTE Termonorte I até o fim da simulação. Em Rondônia, foi definida uma característica de 40% impedância constante e 60% potência constante para a parte ativa das cargas. No Acre, foi definida uma característica de 10% de impedância constante e 90% potência constante para a parte ativa das cargas.

Na Tabela 5.13, é apresentado um resumo desses intervalos com os correspondentes ajustes nos parâmetros das cargas.

Tabela 5.13 - Variação dos Parâmetros da Modelagem das Cargas - Perturbação II

<b>Variação dos Parâmetros da Modelagem das Cargas</b>					
Intervalo	Tempo [s]	Rondônia		Acre	
		P cte	Z cte	P cte	Z cte
1	0,00 - 5,80	60%	40%	37%	63%
2	5,80 - 7,20	30%	70%	60%	40%
3	7,20 - 10,96	76%	24%	5%	95%
4	10,96 - 17,10	80%	20%	5%	95%
5	17,10 - 30,00	60%	40%	90%	10%

A Figura 5.19 apresenta um gráfico com a frequência medida pela PMU na UNIR e a frequência resultante da simulação, ambas em Porto Velho. A simulação utilizou as modelagens das cargas descritas anteriormente e os instantes de tempo da sequência de eventos presentes em [24].

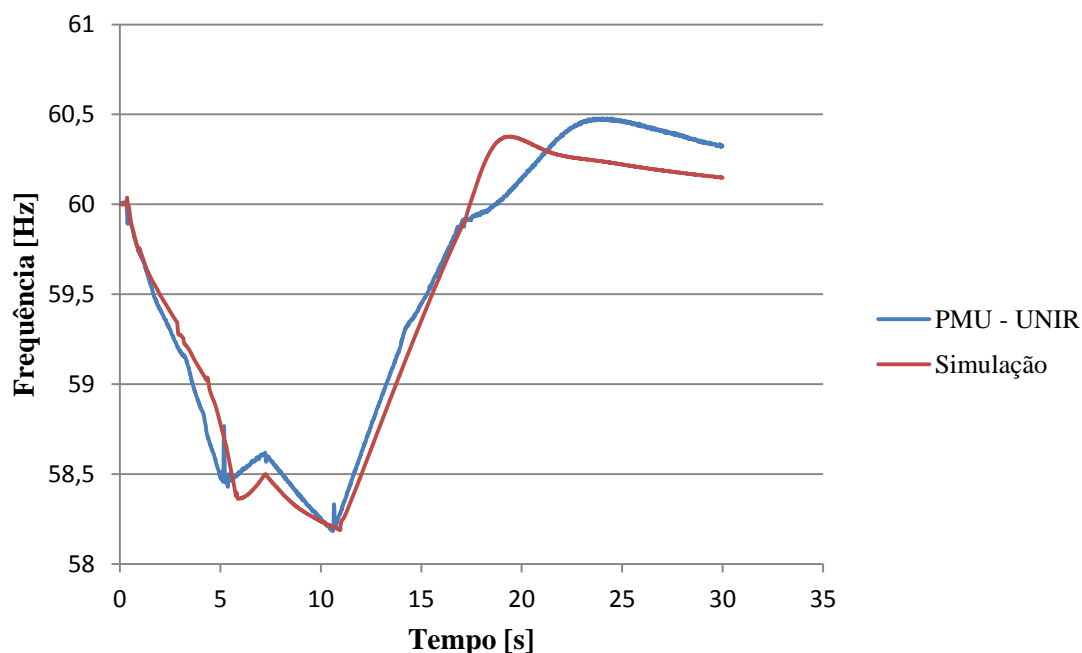


Figura 5.19 – Frequência simulada e medida pela PMU em Porto Velho 230 kV – Perturbação II

Na Figura 5.19 é possível verificar que a resposta simulada ficou próxima da resposta medida de uma maneira qualitativa. A seguir, para complementar a análise, são apresentadas duas tabelas com informações comparativas quantitativas entre os resultados da simulação e dados presentes em [24] e a resposta registrada pela PMU.

Tabela 5.14 - Desempenho do ERAC na área Acre-Rondônia - Perturbação II

<b><i>Desempenho do ERAC na área Acre-Rondônia - Perturbação II</i></b>					
ERAC		RAP [MW]	SIMULAÇÃO [MW]	Erro Percentual	Erro Absoluto [MW]
Estágio 1 (58,5 Hz)	Área 47 <sup>(1)</sup>	46,70	43,60	6,6%	-3,10
	Área 48 <sup>(2)</sup>	17,30	15,40	11,0%	-1,90
Estágio 2 (58,2 Hz)	Área 47	28,60	23,50	17,8%	-5,10
	Área 48	15,39	10,20	33,7%	-5,19
(1) - Cargas da área Rondônia ( CERON); (2) - Cargas da área Acre (ELETROACRE);					



Tabela 5.15 - Comparação entre a frequência simulada e a frequência medida pela PMU –  
Perturbação II

<b>Tabela Comparativa da Frequência em Porto Velho - Perturbação II</b>								
	PMU		SIMULAÇÃO		Erro Percentual (Tempo)	Erro Absoluto (Tempo) [s]	Erro Percentual (Frequência)	Erro Absoluto (Frequência) [Hz]
	f [Hz]	t [s]	f [Hz]	t [s]				
Frequência mínima I <sup>(1)</sup>	58,45	5,30	58,36	5,60	5,66%	0,30	0,15%	-0,09
Frequência máxima I <sup>(2)</sup>	58,61	7,00	58,50	6,90	1,43%	-0,10	0,19%	-0,11
Frequência mínima II <sup>(3)</sup>	58,20	10,50	58,19	10,60	0,95%	0,10	0,02%	-0,01
Frequência igual a 59,5 Hz	-	15,00	-	15,20	1,33%	0,20	-	-
Frequência máxima II <sup>(4)</sup>	60,45	23,80	60,38	19,20	19,33%	-4,60	0,12%	-0,07
(1) - Valor mínimo da frequência após a abertura da Interligação Acre-Rondônia; (2) - Valor máximo de frequência após a atuação do 1º estágio do ERAC; (3) - Valor mínimo da frequência após a perda da segunda unidade geradora da UTE Termonorte I; (4) - Valor máximo de frequência após a perda da terceira unidade geradora da UTE Termonorte I;								

Analisando a Tabela 5.14 é possível verificar que os maiores erros observados foram 33,7% e 17,8%, na região do Acre e Rondônia, respectivamente, ambos pertencentes ao segundo estágio do ERAC. Entretanto, é importante verificar que as diferenças correspondentes a esses erros foram aproximadamente 5MW.

A Tabela 5.15, apresenta uma comparação bem interessante em relação à frequência em Porto Velho. Os valores de frequência apresentaram erros percentuais pequenos, sendo 0,19% o maior. A principal diferença foi em relação ao instante de tempo em que a frequência atinge o valor máximo absoluto o qual na PMU foi de 60,45 Hz em 23,8 segundos após o início da perturbação. No caso, o valor simulado foi de 60,38 Hz em 19,20 segundos após o início da simulação. Assim o erro percentual correspondente foi de 19,33%.

Assim, a discrepância entre esses dois resultados é mais significativa do ponto de vista dos instantes de tempo, já que os valores de frequência estão muito próximos.

Entretanto, até esse instante, a simulação obteve uma resposta muito próxima em comparação com a resposta medida, representando uma excelente resposta dos modelos utilizados. Ademais, nesse ponto a simulação já havia ultrapassado 19 segundos, e considerando que o sistema elétrico é muito amplo, as incertezas aumentam proporcionalmente com o tempo.

Similarmente aos resultados da Perturbação I, as incertezas podem englobar diversos fatores como a lógica de sequência de corte de carga implementada nos ramais das distribuidoras, atuação de algumas proteções não registradas, etc.

Portanto, tanto do ponto de vista qualitativo quanto do ponto de vista quantitativo, pode-se considerar que os resultados foram bastante satisfatórios e confiáveis. A simulação representou muito bem o comportamento da frequência, considerando os intervalos de queda e recuperação da mesma.

A seguir, são apresentados os outros resultados encontrados na simulação, apresentando tanto como o ajuste do cenário pré-falta da área Acre-Rondônia como a resposta dinâmica do mesmo para essa perturbação.

A Figura 5.20 apresenta o comportamento dinâmico do fluxo de potência ativa na Interligação Acre-Rondônia, considerando o somatório dos dois circuitos da interligação e o fluxo de potência ativa do SIN para a área Acre-Rondônia como o referencial positivo. No gráfico, o fluxo de potência ativa proveniente do SIN na situação que antecedeu ao defeito é de 49MW, conforme a Tabela 5.12.

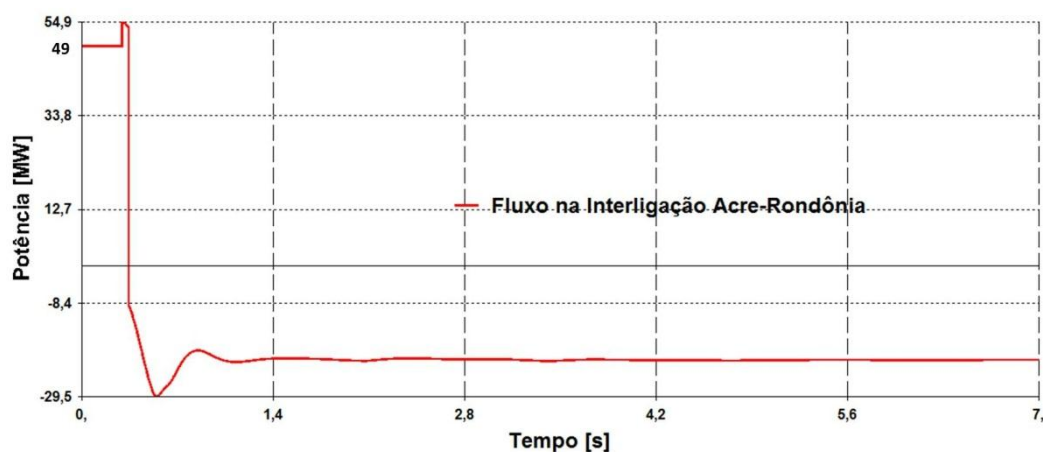


Figura 5.20 - Fluxo de potência ativa na Interligação Acre-Rondônia – Perturbação II

A Figura 5.21 apresenta a resposta dinâmica da frequência das máquinas das principais usinas nessa região.

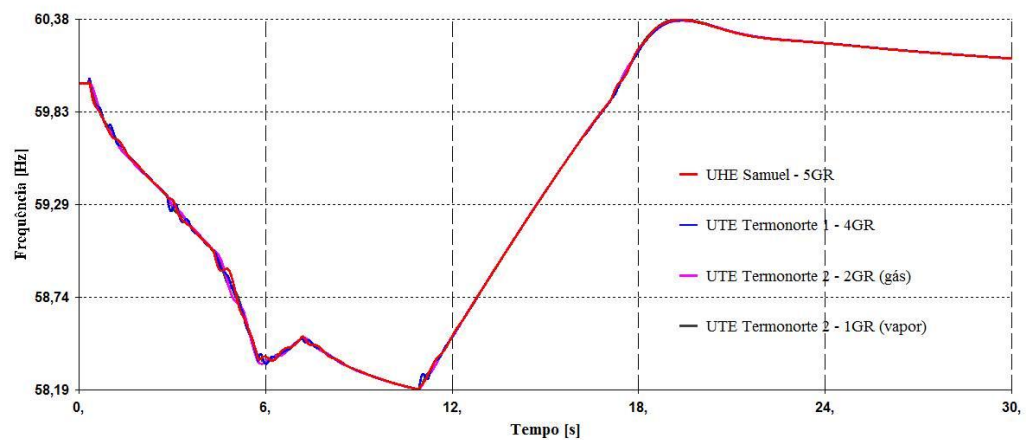


Figura 5.21 - Frequência das principais usinas na área Acre-Rondônia – Perturbação II

A Figura 5.22 mostra o comportamento da potência ativa nas usinas. No gráfico, foi colocado o valor da geração de cada usina antes do defeito, os quais são os mesmos valores mencionados na Seção 5.3.3.

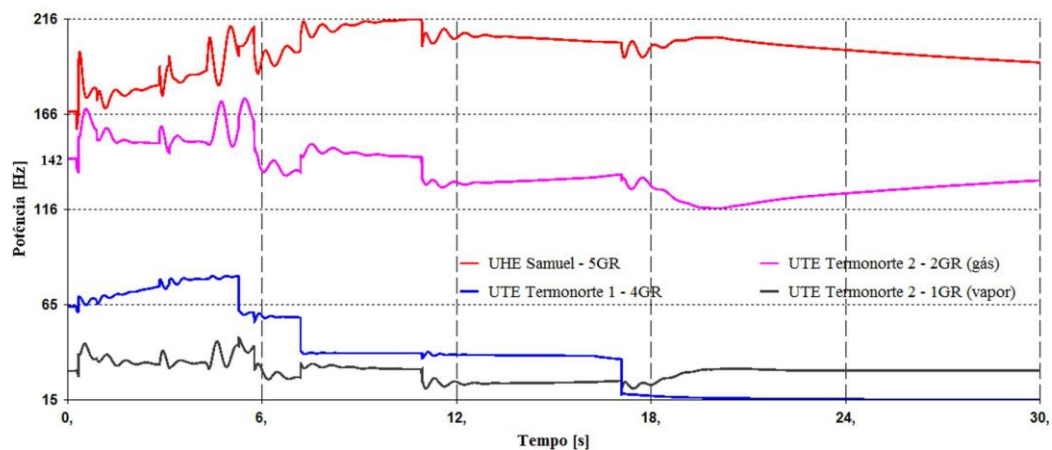


Figura 5.22 - Potência ativa das principais usinas na área Acre-Rondônia

A Figura 5.23 apresenta o perfil de tensões nessa área com algumas barras do tronco de 230kV. É possível também verificar a separação da área Acre-Rondônia e o SIN através da separação das tensões de Vilhena e Pimenta Bueno em relação às outras tensões. É importante lembrar que essas duas barras, Vilhena 230kV e

Pimenta Bueno 230 kV, ficam conectadas ao SIN após a abertura realizada pela PPS, já que a mesma atua no circuito de 230kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno.

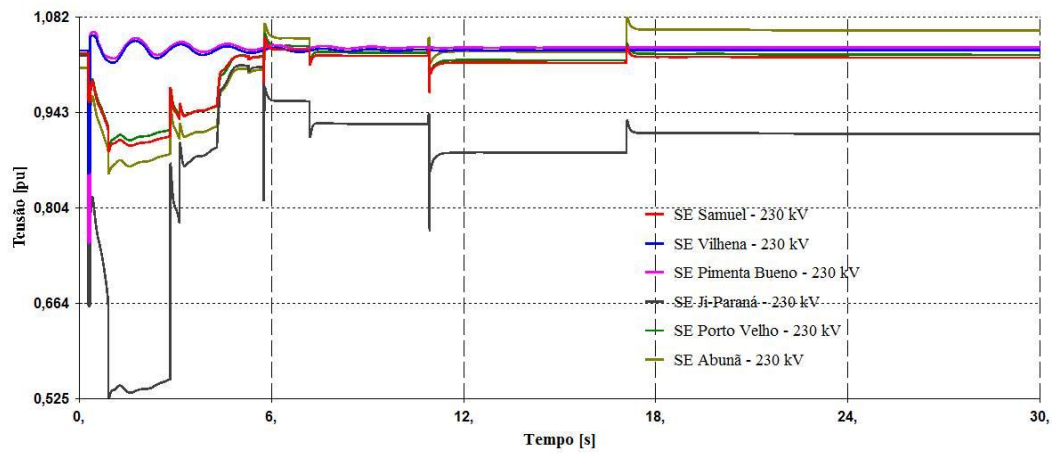


Figura 5.23 - Perfil de tensões na área Acre-Rondônia – Perturbação II

Na Figura 5.24 é apresentado um gráfico comparativo entre a tensão medida pela PMU e a tensão simulada, ambas em Porto Velho. É importante lembrar que a tensão encontra-se referenciada em suas respectivas bases, ou seja, na simulação a base é de 230kV e na PMU a base é de 127V (baixa tensão).

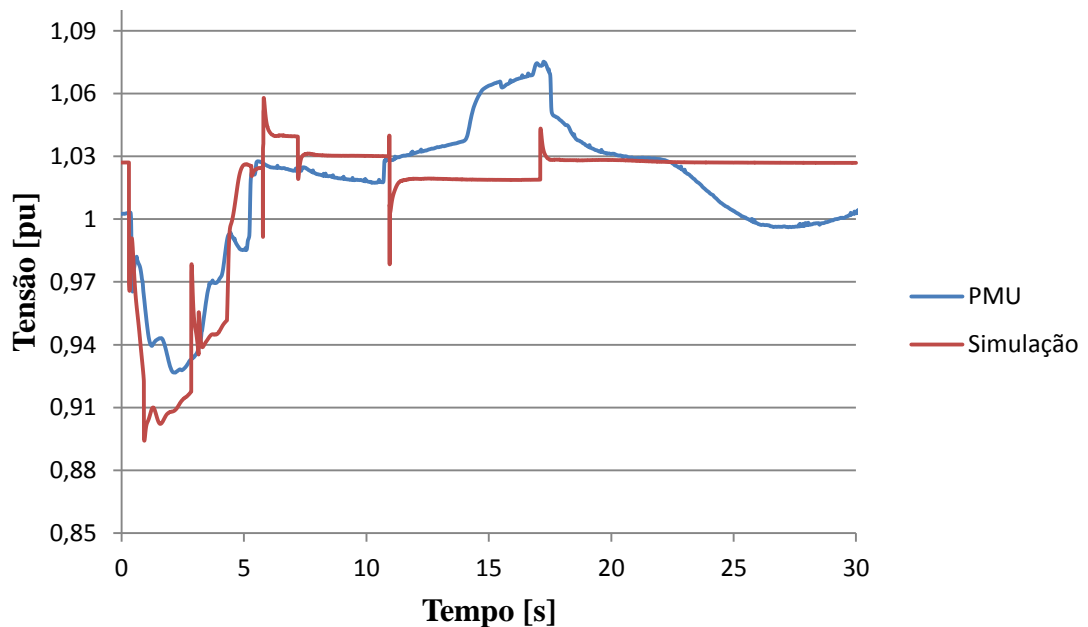


Figura 5.24 - Tensão de sequência positiva simulada e medida pela PMU em Porto Velho – Perturbação II

Assim como no caso da Perturbação I, a diferença do ponto de vista quantitativo entre as duas tensões é completamente normal, já que a PMU está instalada na baixa tensão da UNIR. Assim, a queda de tensão na rede de distribuição é um dos fatores que influenciam diretamente nessa diferença.

Entretanto, é visível principalmente até 15 segundos de simulação aproximadamente, que as duas tensões possuem comportamentos similares em termos de variações de queda ou elevação de tensão. Como por exemplo, em torno do intervalo de 5 segundos é possível identificar um processo de subida de tensão similar.

Assim, através de uma análise qualitativa, pode-se concluir que elas possuem uma boa correlação nesse intervalo de simulação o qual já é muito satisfatório para simulações de transitórios eletromecânicos.

## 6 Conclusões e Trabalhos Futuros

### 6.1 Conclusões

Os sistemas de transmissão de energia estão em constante expansão devido ao desenvolvimento econômico dos países, aumentando cada vez mais o consumo de energia elétrica.

Assim, tornam-se necessárias diversas medidas como a entrada de novas linhas de transmissão, novas usinas para geração de energia elétrica, novos equipamentos utilizando novas tecnologias para proteção e controle, etc. Ainda na questão da geração de energia elétrica, devido às rígidas questões ambientais atualmente que dificultam o estabelecimento de usinas consideradas com alto impacto ambiental, fontes de geração de energia não convencionais como solar, eólica e biomassa estão entrando com um percentual cada vez maior na matriz energética mundial.

O resultado dessa constante expansão com a entrada de novas tecnologias e a busca pela máxima confiabilidade dos sistemas de transmissão de energia acarreta em uma maior complexidade de operação, monitoração e controle de um sistema elétrico.

A tecnologia de medição fasorial sincronizada entra nesse contexto como uma possibilidade real para a melhoria dos sistemas de monitoração, proteção e controle. Muitos países, universidades, empresas e operadores independentes de sistemas elétricos possuem grande interesse nessa nova tecnologia, realizando diversas pesquisas para a elaboração e desenvolvimento de sistemas de medição fasorial sincronizada.

Essa nova tecnologia, devido às suas características, permite um conhecimento do regime dinâmico dos sistemas através de altas taxas de atualização na ordem de 60 fasores por segundo. Essa monitoração dinâmica possibilita o conhecimento do comportamento dinâmico do sistema. Os sistemas convencionais, com o sistema de aquisição de dados SCADA/EMS possui uma taxa de atualização relativamente lenta na ordem de cinco segundos, sendo possível apenas o conhecimento do estado estático de um sistema.

Outro fator marcante é a sincronização temporal de todas as medidas realizadas em um sistema de medição fasorial sincronizado, possibilitando o conhecimento das defasagens angulares entre as tensões das barras de um sistema elétrico.

Esse trabalho buscou apresentar as informações básicas em relação à teoria que engloba a medição fasorial sincronizada, incluindo também o histórico e o desenvolvimento dessa tecnologia. Foram discutidas também aplicações relacionadas a essa tecnologia, evidenciando as inúmeras possibilidades de atuação nos ramos de monitoração, proteção e controle.

A utilização da medição fasorial sincronizada em diversos países também foi apresentada, evidenciando o estágio atual em que cada país se encontra. Assim é possível identificar as principais diferenças entre os países, como a estrutura topológica dos sistemas e aplicações desenvolvidas.

O Brasil, atualmente, possui o sistema de medição fasorial sincronizada Medfasee, desenvolvido pela UFSC, o qual é utilizado pelo ONS como informação adicional nas análises de perturbações ocorridas no sistema. O ONS também possui um projeto de um SMFS para o SIN que está em fase de desenvolvimento e deverá entrar em operação dentro de um ou dois anos.

Esse trabalho apresentou uma proposta de metodologia para reproduzir, através de simulações digitais, perturbações observadas em grandezas medidas por PMUs. Uma etapa importante é o ajuste na modelagem de carga, a qual tem impacto direto no desempenho dinâmico do sistema. Essa metodologia tem como aplicações principais a análise de perturbações e a validação de modelos.

A análise de perturbações possibilita a verificação do desempenho do sistema e dos ajustes definidos para os sistemas de proteção e controle. Em situações em que os ajustes estejam inadequados, podem ser propostos novos ajustes através das análises de perturbações, melhorando a confiabilidade do sistema elétrico.

A validação de modelos permite que os estudos realizados sejam confiáveis. Portanto, a modelagem dos componentes do sistema elétrico é importante para a representação fiel do comportamento desses componentes, garantindo simulações mais próximas da realidade.

A metodologia proposta foi aplicada na reprodução de duas perturbações observadas no SIN. Os resultados das simulações foram comparados qualitativa e quantitativamente com os registros feitos pelo SMFS.

Algumas diferenças em termos quantitativos foram encontradas na simulação em relação aos dados registrados pelas PMUs, principalmente pela incerteza existente na modelagem das cargas e no ajuste do cenário do sistema no instante anterior ao evento utilizando dados provenientes do SCADA/EMS. Entretanto, essas diferenças não comprometeram o objetivo desse trabalho.

Através dessa comparação pode-se observar a grande qualidade das informações registradas pelas PMUs, confirmando a confiabilidade e a potencialidade dessa tecnologia. Embora estejam instaladas na baixa tensão da rede de distribuição, as PMUs fornecem dados valiosos para as análises das perturbações ocorridas no SIN, principalmente pela informação de frequência. As informações de tensão e ângulo não representam totalmente o estado do SIN, devido às quedas de tensão e defasagens impostas por transformadores na distribuição. Porém, é satisfatória uma análise qualitativa do comportamento dessas variáveis.

Portanto, os sistemas de medição fasorial sincronizada possuem um grande potencial com muitas aplicações possíveis. A tendência é que o mesmo se torne a base dos sistemas de monitoração, proteção e controle embora ainda necessitem de pesquisas e investimentos.



## 6.2 Trabalhos Futuros

O tema Medição Fasorial Sincronizada é foco de muitas pesquisas realizadas no mundo. Assim, serão listadas algumas sugestões para o desenvolvimento de possíveis trabalhos motivados pela riqueza de informações em torno dessa nova tecnologia:

- ✓ Estudo aprofundado das principais aplicações que utilizam como base os dados dos SMFS, permitindo um conhecimento mais específico nessa área. Em um futuro próximo, os SMFS serão a principal ferramenta na monitoração, proteção e controle dos sistemas elétricos no mundo, e consequentemente, haverá a necessidade de pessoas qualificadas nessa área;
- ✓ Desenvolvimento de um sistema de visualização dos dados registrados pelos sistemas de medição fasorial sincronizada. Assim é possível ter acesso aos dados do sistema de medição fasorial em tempo real com altas taxas de atualização, com uma visualização simples através de gráficos e os seus respectivos pontos, permitindo um ajuste mais próximo do real dos casos base para as simulações computacionais.
- ✓ Desenvolvimento de um sistema de integração das medidas realizadas no campo pelas PMUs no processo de ajuste de caso base para as análises de perturbações. Assim, o processo de ajuste do caso base seria mais rápido e mais preciso.

## 7 Referências Bibliográficas

- [1] A. G. Phadke, “Synchronized Phasor Measurements - A Historical Overview,” em *Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2002.
- [2] A. G. Phadke, “Synchronized Phasor Measurements in Power Systems,” *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 6, n. 2, pp. 10-15, 1993.
- [3] A. Phadke, H. Volskis, R. M. de Moraes, T. Bi, R. Nayak, Y. Sehgal, S. Sen, W. Sattinger, E. Martínez, O. Samuelsson, D. Novosel, V. Madani e Y. A. Kulikov, “The Wide World of Wide-Area Measurement,” *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 6, n. 5, pp. 52-65, 2008.
- [4] A. Phadke e J. Thorp, “History and Applications of Phasor Measurements,” *Power Systems Conference and Exposition*, pp. 331-335, 2006.
- [5] C. K. Alexander e M. N. O. Sadiku, *Fundamentos de Circuitos Elétricos*, Bookman, 2008.
- [6] A. G. Phadke e J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurement and their Applications*, Springer, 2008.
- [7] R. M. De Moraes, “Sincrofasores em sistemas de Potência: Aplicações Na Estimação de Estado,” *Tese de Doutorado, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro*, Dezembro 2009.
- [8] J. G. Ehrensperger, “Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas Elétricos,” *Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina*, 2004.
- [9] A. M. da Cunha, “Determinação do Instante de Instabilidade de Tensão Utilizando Medição Fasorial em Tempo Real,” *Projeto de Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ*, 2009.
- [10] A. G. Phadke, “Synchronized sampling and phasor measurements for relaying and control,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, n. 1, pp. 442-452, Janeiro, 1994.

- [11] C. L. T. Borges, Centros de Operação de Sistemas de Potência - Notas de Aula, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro - Departamento de Engenharia Elétrica, Maio, 2011.
- [12] J. A. Wood e B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation and Control, 2<sup>o</sup> Edição, 1996.
- [13] G. A. Gavioli, J. M. M. Capano Jr., I. C. Decker, A. D. R. Medeiros e A. S. Silva, “Utilização de Medição Fasorial Sincronizada na validação de modelos em Sistemas de Energia Elétrica: princípios, práticas atuais e desafios para a sua incorporação às práticas de análise do Sistema Interligado Nacional,” *XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - XXI SNPTEE*, Florianópolis, SC, Outubro 2011.
- [14] NASPI, Agosto 2012. [Online]. Available: <https://www.naspi.org/site/Module/Home/SiteSearch.aspx#searchResultSection>. [Acesso em 08 2012].
- [15] “Projeto MedFasee,” UFSC, [Online]. Available: [www.medfasee.ufsc.br](http://www.medfasee.ufsc.br). [Acesso em Junho 2012].
- [16] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, [Online]. Available: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). [Acesso em 05 09 2012].
- [17] E. M. Martínez, “Wide Area Measurement and control system in Mexico,” em *Electric Utility Desregulation and Restructuring and Power Technologies - Third International Conference.*, Nanjing, China., 2008 .
- [18] E. M. Martínez, “SIMEFAS: A Phasor Measurement System for the Security and Integrity of Mexico's Electric Power System,” em *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008.
- [19] E. M. Martínez. [Online]. Available: <http://www.intechopen.com/books/advances-in-measurement-systems/simefas-wide-area-measurement-protection-and-control-system-in-mexico>. [Acesso em Janeiro 2013].
- [20] Y. Qixun, B. Tianshu e W. Jingtao, “WAMS Implementation in China and the Challenges for Bulk Power System Protection,” em *Power Engineering Society General Meeting*, 2007.

- [21] ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity, [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu>. [Acesso em 23 08 2012].
- [22] “Wikipedia - The Free Encyclopedia,” [Online]. Available: [http://en.wikipedia.org/wiki/European\\_Network\\_of\\_Transmission\\_System\\_Operators\\_for\\_Electricity](http://en.wikipedia.org/wiki/European_Network_of_Transmission_System_Operators_for_Electricity). [Acesso em 23 08 2012].
- [23] A. J. Monticelli, Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, São Paulo: Edgard Blucher, 1983.
- [24] ONS, “Relatório de Análise de Perturbação - RAP. ONS RE 3/007/2012,” 2012.
- [25] Qixun Yang, Tianshu Bi e Jingtao Wu. [Online]. Available: [http://china-us.tamu.edu/pdfs/Tianshu\\_Bi\\_Workshop\\_D-C-\\_07-10.pdf](http://china-us.tamu.edu/pdfs/Tianshu_Bi_Workshop_D-C-_07-10.pdf). [Acesso em Junho 2012].
- [26] C. L. T. Borges e J. M. T. Alves, Análise de Segurança Estática em Sistemas de Potência - Notas de Aula, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro - Departamento de Engenharia Elétrica, Outubro, 2010.